



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ciencias Químicas

Maestría en Planificación y Gestión Energética

**“FACTIBILIDAD DE SISTEMAS DE MICRO Y MINI  
HIDROELÉCTRICAS COMUNITARIAS RURALES EN EL AZUAY”**

Autor

Rafael Esteban Vélez Iñiguez

rafaelvi2009@hotmail.com

Director

Ing. Juan Leonardo Espinoza Abad PhD

Cuenca- Ecuador

2013



## Resumen

El Ecuador, debido a su ubicación geográfica, cuenta con un sin número de fuentes de agua localizadas en las estribaciones de la cordillera de los Andes, muchas de las cuales poseen caudales más o menos constantes a lo largo del año.

Considerando que la energía hidroeléctrica es en la actualidad la que mayor factor de rendimiento presenta con respecto a otras fuentes de energías renovables, el Ecuador se puede considerar un país privilegiado para el desarrollo de plantas hidroeléctricas a pequeña escala, como una alternativa para la mejora de la calidad de vida de los habitantes de comunidades rurales.

La implementación de micro y mini centrales hidroeléctricas en zonas rurales permitirá, además de acceder a la energía eléctrica en algunas comunidades, generar recursos adicionales para los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADs) seccionales (municipios y juntas parroquiales), permitiendo la mejora de la calidad de vida de sus habitantes.

En este contexto, el objetivo de esta tesis es realizar un análisis de la situación del Sector Eléctrico en el Ecuador, y evidenciar las ventajas para el país y particularmente para los GADs, de contar con micro y mini centrales hidroeléctricas operadas por la comunidad y que entreguen su energía al Sistema Nacional Interconectado.

En primer lugar se hace una revisión de la situación actual el sector eléctrico ecuatoriano, comparándolo con la situación de los demás países de Latinoamérica y la realidad eléctrica a nivel mundial.

A continuación se realiza un análisis de la normativa legal aplicable al sector eléctrico del Ecuador, considerando las principales entidades responsables de la electrificación en el país, y la normativa legal aplicable, especialmente en lo referente a las pequeñas, micro y mini centrales hidroeléctricas, y al desarrollo de fuentes de energía renovable no convencionales.



## **UNIVERSIDAD DE CUENCA**

Posteriormente se hace un repaso del marco teórico relacionado con la generación hidroeléctrica, e implementación de micro y mini centrales hidroeléctricas, parámetros de diseño y equipamiento de las micro y mini centrales hidroeléctricas.

Se selecciona un área de estudio para la rehabilitación de una micro central hidroeléctrica en la parroquia Dug Dug, del cantón Paute, provincia del Azuay, considerando las situación actual de la parroquia, se realizan los cálculos básicos para el diseño de la turbina y finalmente se hacen dos simulaciones de flujo de fondos para verificar en qué condiciones la rehabilitación de la planta sería beneficiosa para la comunidad.

Por último se obtienen las conclusiones del estudio, en las cuales se confirma la necesidad de un trabajo conjunto entre los GADs y las autoridades responsables del sector eléctrico ecuatoriano para lograr un compromiso firme para la implementación de este tipo de centrales, que traerán beneficios directos a los pobladores de las comunidades en donde puedan ser aprovechados los recursos hídricos existentes.

## **PALABRAS CLAVE**

Micro Centrales Hidroeléctricas

Mini Centrales Hidroeléctricas

Turbinas

Generación eléctrica



**Abstract**

Ecuador, due to its geographical location, has a number of water sources located in the foothills of the Andes, many of which have more or less constant flow rate throughout the year.

Whereas hydropower has the biggest factor in performance that arises with respect to other sources of renewable energy, Ecuador can be considered a privileged country for the development of small-scale hydroelectric plants, as an alternative for improving the quality of life for people in rural communities. The implementation of micro and mini hydropower plants in rural areas will allow access to electricity in some communities, and generate additional resources for Sectional Autonomous Governments (GADs) (municipalities and parish), enabling improved quality life of its inhabitants.

In this context, the aim of this thesis is to analyze the situation of the electrical sector in Ecuador, and to demonstrate the benefits for the country and particularly for GADs, to have micro and mini hydropower plants operated by the community delivering energy to the national grid.

We begin with a review of the current situation of the Ecuadorian Electric Sector, compared with the situation in other countries in Latin America and worldwide.

Then come an analysis of the legal regulations applicable to the electricity sector of Ecuador, considering the main entities responsible for the country's electrification and the applicable legislation, especially with regard to small, micro and mini hydro, and the development of renewable unconventional energy sources.

Next we review the theoretical framework related to hydroelectric generation, and implementation of micro and mini hydropower plants, and equipment design parameters of micro and mini hydro.

An area of study is selected for the rehabilitation of a micro hydropower plant in the parish Dug Dug, in Azuay province, considering the current situation of the parish, the basic calculations are performed for the design of the turbine and finally makes cash flow simulations to verify the conditions under which the plant rehabilitation would be beneficial to the community.

Finally we obtain conclusions of the study, which confirms the need for a joint effort by the authorities GADs and Ecuadorian electric sector to achieve a strong commitment to the implementation of this type of plants, which will bring direct benefits to the residents of the communities where they can take advantage of existing water resources.



## Contenido

Resumen	ii
Abstract	iv
Cláusulas	viii
Dedicatoria	x
Agradecimiento	xi
 CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	 1
 CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA ELECTRIFICACIÓN EN EL ECUADOR .....	 7
2.1.- COBERTURA DE LA ELECTRIFICACIÓN EN ÁREAS RURALES.....	14
2.2.- IMPACTO SOCIO ECONÓMICO DE LA ELECTRIFICACIÓN EN ÁREAS RURALES .....	14
2.3.- USOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR RURAL.....	19
2.4.- MICRO Y MINI CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL ECUADOR .....	20
 CAPÍTULO 3: MARCO LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL ECUADOR .....	 24
3.1.- PRINCIPALES ENTIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	24
3.1.1.- FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO .....	28
3.2.- LEGISLACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO .....	29
3.2.1.- CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA .....	30
3.2.2.- LEYES .....	32
Ley de Régimen del Sector Eléctrico .....	32
Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP) .....	32
3.2.3.- MANDATOS .....	33
Mandato Constituyente N° 15 (CONELEC, 2012).....	33
Mandato Constituyente N° 09 (CONELEC, 2012).....	33
3.2.4.- REGLAMENTOS.....	34
Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico .....	34
Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas.....	34
Reglamento para el libre acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución .....	34
Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado .....	35
Reglamento para la Administración del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM .....	35
Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la prestación del Servicio de Energía Eléctrica .....	35



3.2.5.- REGULACIONES .....	36
Regulación CONELEC – 001/12.....	36
Regulación CONELEC -004/11 .....	36
Regulación CONELEC – 003/11.....	37
Regulación CONELEC – 002/11.....	37
Regulación CONELEC – 004/09.....	38
Regulación CONELEC – 008/08.....	38
Regulación CONELEC – 009/08.....	38
Regulación CONELEC – 001/02.....	39
CAPÍTULO 4: MARCO TEÓRICO .....	40
4.1.- PRINCIPIOS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	40
4.2.- GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.....	41
4.2.1.- Tipos de Centrales Hidroeléctricas.....	44
4.3.- PARÁMETROS DE DISEÑO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	47
4.3.1.- Caudal del Proyecto .....	48
4.3.2.- Salto Neto.....	55
4.3.3.- Potencia a Instalar.....	56
4.4.- Equipamiento de centrales hidroeléctricas .....	58
4.4.1 Equipamiento Civil.- .....	58
4.4.2 Equipamiento Electro Mecánico.- .....	63
CAPÍTULO 5: SELECCIÓN DE UN ÁREA COMO CASO DE ESTUDIO.....	81
5.1.- Generalidades del Área de Estudio.....	81
5.2.- Levantamiento de la información del proyecto.....	90
CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DE DATOS.....	94
6.1.- Datos de partida.....	94
6.2.- Cálculo del tipo de turbina.....	94
6.3.- Diseño de la turbina. ....	99
6.4.- Diámetro del Rodete.....	101
6.5.- Diseño de las cucharas.....	102
6.6.- Análisis costo-beneficio .....	104
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES .....	110



BIBLIOGRAFÍA.....	112
-------------------	-----

## LISTA DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE LAS DISTRIBUIDORAS.....	16
ILUSTRACIÓN 2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE LAS EMPRESAS AUTOPRODUCTORAS.....	17
ILUSTRACIÓN 3 PIRÁMIDE DE KELSEN .....	29
ILUSTRACIÓN 4 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	40
ILUSTRACIÓN 5 CICLO HIDROLÓGICO .....	41
ILUSTRACIÓN 6 CENTRAL DE CAUDAL FLUYENTE .....	45
ILUSTRACIÓN 7 CENTRAL DE CAUDAL RETENIDO .....	47
ILUSTRACIÓN 8 TIPOS DE VERTEDEROS .....	51
ILUSTRACIÓN 9 MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD EN UNA QUEBRADA .....	52
ILUSTRACIÓN 10 CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS.....	55
ILUSTRACIÓN 11 ESQUEMA GENERAL DE UN SALTO DE AGUA.....	56
ILUSTRACIÓN 12 ESQUEMA DE LA TUBERÍA DE PRESIÓN.....	61
ILUSTRACIÓN 13 TURBINA PELTON .....	66
ILUSTRACIÓN 14 INYECTOR PARA TURBINA PELTON .....	66
ILUSTRACIÓN 15 TURBINA TURGO .....	67
ILUSTRACIÓN 16 TURBINA BANKI.....	68
ILUSTRACIÓN 17 TURBINA FRANCIS .....	69
ILUSTRACIÓN 18 TURBINA DE HÉLICE .....	71
ILUSTRACIÓN 19 TURBINA OSSBERGER .....	72
ILUSTRACIÓN 20 CUADRO PARA SELECCIÓN DE TURBINAS .....	73
ILUSTRACIÓN 21 DIAGRAMA DE UN GENERADOR.....	76
ILUSTRACIÓN 22 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA .....	79
ILUSTRACIÓN 23 UBICACIÓN DE LA PROVINCIA DEL AZUAY .....	81
ILUSTRACIÓN 24 UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	83
ILUSTRACIÓN 25 UBICACIÓN DE LA PARROQUIA DUG DUG.....	84
ILUSTRACIÓN 26 PARROQUIA DUG DUG.....	85
ILUSTRACIÓN 27 CENTRO PARROQUIAL DUG DUG .....	88
ILUSTRACIÓN 28 PLACA DE CASA DE MÁQUINAS.....	90
ILUSTRACIÓN 29 EQUIPAMIENTO Y PLACA DE LA CENTRAL.....	91
ILUSTRACIÓN 30 VISTA DE LA TUBERÍA DE PRESIÓN.....	92
ILUSTRACIÓN 31 UBICACIÓN DE LA MICRO CENTRAL HIDROELÉCTRICA DUG DUG .....	93
ILUSTRACIÓN 32 RODETE PELTON.....	102
ILUSTRACIÓN 33 CUCHARAS PELTON .....	103



## LISTA DE CUADROS

CUADRO 1 INVERSIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES .....	3
CUADRO 2 CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2002 – 2015.....	7
CUADRO 3 PARTICIPACIÓN ESTIMADA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN GLOBAL DE ELECTRICIDAD .....	8
CUADRO 4 DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA HISTÓRICA EN ALC.....	9
CUADRO 5 CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA.....	10
CUADRO 6 COBERTURA ELÉCTRICA URBANA Y RURAL EN ALC .....	10
CUADRO 7 POTENCIA EFECTIVA NACIONAL EN MW .....	11
CUADRO 8 PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL POR TIPO DE FUENTE ENERGÉTICA (GWh).....	11
CUADRO 9 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PER CÁPITA.....	12
CUADRO 10 ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA POR DISTRIBUIDORA .....	13
CUADRO 11 ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA POR PROVINCIA .....	13
CUADRO 12 DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS FERUM 2010 INTEGRAL.....	14
CUADRO 13 CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA.....	18
CUADRO 13 MINI CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A NIVEL NACIONAL .....	21
CUADRO 14 MINI CENTRALES HIDROELÉCTRICAS FUERA DE SERVICIO.....	22
CUADRO 15 PROYECTOS MENORES A 1 MW EN EL AZUAY.....	23
CUADRO 16 PROYECTOS ENTRE 1 Y 10 MW EN EL AZUAY .....	23
CUADRO 17 PRECIOS PREFERENTES DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE HASTA 50 MW...	37
CUADRO 18 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS POR PAÍS .....	43
CUADRO 19 FACTORES DE CORRECCIÓN PARA EL CÁLCULO DE CAUDALES .....	53
CUADRO 20 FACTOR DE PROPORCIONALIDAD SEGÚN EL TIPO DE TURBINA.....	54
CUADRO 21 CANTONES DE LA PROVINCIA EL AZUAY.....	82
CUADRO 22 POBLACIÓN DE LA PARROQUIA DUG DUG .....	86
CUADRO 23 NIVEL DE EDUCACIÓN EN LA PARROQUIA DUG DUG.....	87
CUADRO 24 NIVEL DE EDUCACIÓN DEL CANTÓN PAUTE .....	87
CUADRO 25 NIVEL DE EDUCACIÓN DE LA PROVINCIA DEL AZUAY .....	87
CUADRO 26 NIVEL DE EDUCACIÓN EN EL ECUADOR.....	88
CUADRO 27 PROCEDENCIA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	89
CUADRO 28 VELOCIDAD SINCRÓNICA EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE POLOS .....	95
CUADRO 29 ELECCIÓN DE TURBINA EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD ESPECÍFICA .....	96
CUADRO 30 RELACIÓN DE LA VELOCIDAD ESPECÍFICA CON EL TIPO DE TURBINA.....	96
CUADRO 31 CUADRO PARA SELECCIÓN DE TURBINAS.....	97
CUADRO 32 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS TURBINAS HIDRÁULICAS.....	99
CUADRO 33 FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO CON FONDOS DEL FCA.....	107
CUADRO 34 FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO SIN FONDOS DEL FCA.....	108
CUADRO 35 FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO CON FONDOS DE INSTITUCIÓN, ONG O ESTADO .....	109





UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Rafael Esteban Vélez Iñiguez, autor de la tesis "FACTIBILIDAD DE SISTEMAS DE MICRO Y MINI HIDROELÉCTRICAS COMUNITARIAS RURALES EN EL AZUAY", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magíster en Planificación y Gestión Energética. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, junio 13 de 2013

Rafael Esteban Vélez Iñiguez  
010251122-7

---

*Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999*

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316  
e-mail [cdjbv@ucuenca.edu.ec](mailto:cdjbv@ucuenca.edu.ec) casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador

---



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Rafael Esteban Vélez Iñiguez, autor de la tesis "FACTIBILIDAD DE SISTEMAS DE MICRO Y MINI HIDROELÉCTRICAS COMUNITARIAS RURALES EN EL AZUAY", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, junio 13 de 2013

Rafael Esteban Vélez Iñiguez.  
010251122-7

---

*Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999*

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316  
e-mail [cdjbv@ucuenca.edu.ec](mailto:cdjbv@ucuenca.edu.ec) casilla No. 1103  
Cuenca - Ecuador



### **Dedicatoria**

A Sandy y mis tres Anitas, que son la razón de mi vida.

A mis Padres por su incansable apoyo y ejemplo de vida.

Rafael.



### **Agradecimiento**

A mi Director de Tesis Ing. Juan Leonardo Espinoza PhD, por su gran ayuda y amistad sincera de muchos años, a mis compañeros de CELEC EP HIDROPAUTE por su constante apoyo, y a todos los profesores y responsables de la Maestría por habernos compartido sus conocimientos y experiencia.

Rafael.



## **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN**

El Ecuador tiene una superficie total de 270670 Km<sup>2</sup>, limitando al norte con Colombia, al Sur y Este con el Perú, al Oeste con el Océano Pacífico. La Cordillera de los Andes atraviesa Ecuador de Norte a Sur, dividiendo al país en tres regiones naturales, Costa, Sierra y Amazonía, contando además con el Archipiélago de Galápagos, como una cuarta región natural.

De acuerdo al Censo de Población y Vivienda del año 2010, el Ecuador tiene una población de 14.483499 habitantes, de los cuales el 94.77% dispone de electricidad, mientras que el 5.23% no dispone de este servicio básico (INEC, 2012)

En la actualidad, nuestro país cuenta con Centrales Hidroeléctricas de grande y mediana escala, que son complementadas con el aporte de Centrales Térmicas, todas ellas aportando al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El Ecuador, debido a su ubicación geográfica, cuenta con un sin número de fuentes de agua localizadas en las estribaciones de la cordillera de los Andes, muchas de las cuales poseen caudales más o menos constantes a lo largo del año.

Si consideramos que la energía hidroeléctrica es en la actualidad la que mayor factor de rendimiento presenta con respecto a otras fuentes de energías renovables, (C.Dragu, 2007), el Ecuador se puede considerar un país privilegiado para el desarrollo de plantas hidroeléctricas, incluidas aquellas a pequeña escala, como una alternativa para la mejora de la calidad de vida de los habitantes de comunidades rurales.

La hidroelectricidad es una de las formas más maduras de energía renovable, proveyendo en la actualidad más del 19% del consumo mundial de electricidad, ya sea por medio de grandes o pequeñas centrales hidroeléctricas en todo el mundo. Países como Brasil, Canadá, Estados Unidos, Noruega, etc. producen enormes



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

cantidades de electricidad por medio de grandes centrales hidroeléctricas, sin embargo, existen también muchas regiones en el mundo en donde se produce la energía eléctrica a partir de un gran número de pequeñas centrales. Como un ejemplo de esto podemos mencionar que en la China se producen más de 19000 MW de electricidad por medio de 43000 pequeñas centrales hidroeléctricas. (Minister of Natural Resources Canada, 2004)

A pesar de esto, hay una importante parte de la población mundial que carece del acceso a la electricidad: la mayoría en países en vías de desarrollo. El acceso a una energía limpia y fiable puede proporcionar el acceso al agua, alimentos, educación, sanidad, comunicación, etc. Por ello, la disponibilidad de este recurso tiene profundas repercusiones sobre la calidad de vida de las personas y a su vez representa una condición previa para ascender en la escalera del desarrollo, rompiendo de esta manera el círculo vicioso de la pobreza energética y la falta de desarrollo local. (Rojas J. C., 2012)

Hasta el momento la electrificación rural ha estado dominada por la extensión de las redes de distribución. No obstante, en los últimos años la generación in situ mediante generación distribuida convencional ha comenzado a revertir esa tendencia. Más recientemente, un nuevo enfoque de la generación distribuida, basado en las tecnologías de origen renovable, está ganando popularidad. (Rojas J. C., 2012)

La implementación de sistemas de energía renovable está ganando cada vez un mayor espacio dentro del componente energético mundial, ya sea en sistemas conectados a red o en sistemas autónomos. Como prueba de ello, podemos citar el desarrollo de las energías renovables en muchos países de la Unión Europea, en donde existen ya normativas y políticas que promueven su desarrollo; además de la importancia que ha tomado en los Estados Unidos de América y un gran número de países en vías de desarrollo.

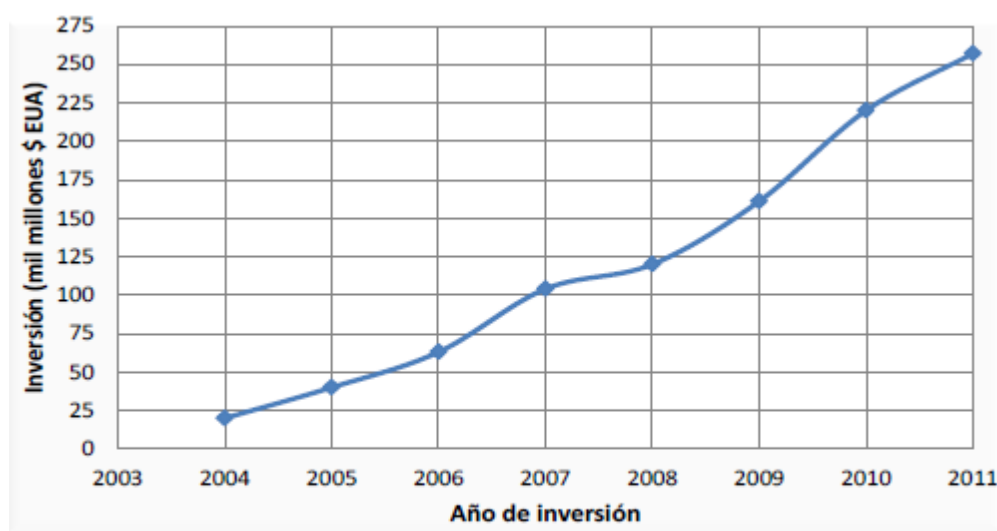
Desde 2004, cuando fue presentado por primera vez el Informe sobre la Situación Mundial de las Energías Renovables (Renovables Global Status Report, en



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

inglés), muchos de los indicadores de estas energías han demostrado incrementos significativos. Las inversiones anuales en energías renovables se han multiplicado hasta llegar a 257 mil millones de dólares americanos en 2011. (Rojas J. C., 2012)

En el transcurso de estos años, la capacidad de la energía solar fotovoltaica se ha multiplicado por 17,5 veces hasta alcanzar unos 70 GW; la potencia eólica aumentó 396% para llegar a 238 GW y la capacidad de potencia total de las nuevas energías renovables aumentó un 144% para llegar a los 390 GW, incluyendo un aumento significativo de las pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica y biomasa para la generación de energía. (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2012)



**Cuadro 1 Inversión en Energías Renovables**

Fuente: (Rojas J. C., 2012)

La energía hidroeléctrica de pequeña escala se ha incrementado hasta alcanzar un valor estimado de 85 GW (2008), a nivel mundial. El mayor responsable de este crecimiento ha sido China, donde se ha instalado anualmente unos 4 a 6 GW durante el periodo 2004-2008. Asia, África y Latinoamérica también han dado avances importantes en cuanto al desarrollo y utilización de pequeña y micro-centrales hidroeléctricas. En la actualidad, la capacidad instalada sigue



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

aumentando progresivamente. (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2012)

Además es necesario tomar en cuenta que la hidroenergía de pequeña escala, tiene la eficiencia energética más alta y la vida útil más larga de todas las tecnologías, su eficiencia promedio de conversión está en torno a 85% y la vida útil es superior a los 40 años. (Rojas J. C., 2012)

En la actualidad, la capacidad instalada en tecnologías renovables (a nivel mundial) y los progresos alcanzados en los costos de inversión y eficiencias confirman el interés que estas tecnologías están despertando para el suministro de electricidad. Aunque los costos de inversión de la mayoría de las tecnologías renovables son relativamente altos frente a las tecnologías convencionales, la eólica y la hidráulica ya comienzan a ser competitivas. (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2012)

Desde el punto de vista ambiental, las tecnologías de origen renovables son significativamente más favorables que las de origen fósil. En este contexto, la minihidráulica (mini, micro y pico centrales), es la tecnología más limpia, en términos de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, de todas las existentes para el suministro de electricidad. (Rojas J. C., 2012) En efecto, la fuente de energía que menos gases de efecto invernadero (GEI) libera a la atmósfera es la mini-hidráulica (12,62 g/kWh), seguido de la eólica (25,02 g/KWh). (Rojas & Yusta, 2010), debido al hecho de no contar con embalses ni reservorios

En el Ecuador, en los últimos 30 años, se ha llevado a cabo un proceso de expansión del servicio eléctrico a gran escala, lo cual ha permitido llegar en la actualidad a una cobertura del suministro eléctrico en el sector rural mayor al 85% (CONELEC, 2009). En el país, existen pocos lugares cuyo acceso a este servicio es limitado, debido principalmente a su ubicación geográfica, dificultad de acceso de redes, porque están dentro de zonas protegidas, etc.





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

El Gobierno Nacional a través del Plan Nacional Para El Buen Vivir, (SENPLADES), ha propuesto dentro de las estrategias 2009 – 2013, el cambio de la matriz energética, siendo su primer componente el que se refiere al uso de energías renovables, de acuerdo al siguiente enunciado:

*“La participación de las energías renovables debe incrementarse en la producción nacional. Para el cumplimiento de este objetivo, los proyectos hidroeléctricos del Plan Maestro de Electrificación deben ejecutarse sin dilación; y, adicionalmente, debe impulsarse los proyectos de utilización de otras energías renovables: geotermia, biomasa, eólica y solar “(SENPLADES)*

La implementación de micro y mini centrales hidroeléctricas en zonas rurales permitirá, además de acceder a la energía eléctrica en algunas comunidades, generar recursos adicionales para las entidades seccionales (municipios y juntas parroquiales), permitiendo la mejora de la calidad de vida de sus habitantes y la generación de recursos propios para obras en la comunidad.

Según Paish (2002), la energía hidroeléctrica en pequeña escala, es una de las tecnologías más costo-efectivas a ser considerada para proyectos de electrificación rural en los países menos desarrollados, considerando que es una de las tecnologías ambientalmente más benignas debido a que en su mayoría no requieren de embalses, y son robustas (con vida útil de por lo menos 50 años y poco mantenimiento).

Con estos antecedentes, la presente tesis plantea la posibilidad de desarrollo del sector eléctrico a nivel rural utilizando los recursos renovables propios de la zona andina ecuatoriana, o donde se presenten las condiciones geográficas e hídricas adecuadas, (micro cuencas con desniveles aprovechables y caudales más o menos constantes), bajo un modelo de empresas generadoras comunitarias. Con ello se plantea beneficiar a los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADS), con recursos provenientes de la venta de la energía eléctrica generada, bajo las condiciones establecidas en la Regulación CONELEC -004/11: “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Convencionales”; dentro de los cuales se enmarcan las pequeñas, mini y micro centrales hidroeléctricas (capacidades de hasta 5000 kW, 1000 kW y 500 kW, respectivamente).

Para esto, la tesis tratará los siguientes temas:

- En el Capítulo 1 se presenta, a manera de introducción, las características generales de la electrificación con fuentes renovables a nivel mundial y se dan algunos datos importantes del Ecuador.
- En el Capítulo 2 se enfoca la situación del sector eléctrico ecuatoriano, ubicándolo dentro del contexto latinoamericano, en lo referente a uso de la energía, capacidad de generación, uso de recursos renovables, terminando con una descripción del sector hidroeléctrico especialmente lo relacionado con las pequeñas, mini y micro centrales hidroeléctricas.
- Seguidamente se hace un análisis de las condiciones legales existentes en el Ecuador, revisando la institucionalidad el sector eléctrico y la legislación existente en nuestro país.
- En el Capítulo 4 se describe la teoría relacionada con la generación de energía hidroeléctrica a nivel de pequeñas, mini y micro centrales, y sus componentes.
- A continuación, en el capítulo 5 se explica la selección del área de estudio; se describe la situación de la parroquia Dug Dug (Paute), como el caso de análisis, por la existencia de una micro central hidroeléctrica fuera de uso, y las posibilidades para su rehabilitación.
- En el Capítulo 6 se analizan los datos de la central Dug Dug, sobre los cuales se realizan los cálculos para la determinación de la capacidad de la planta y el diseño de los principales componentes de la central (turbina, rodete, cucharas), y los beneficios que obtendría la parroquia.
- Finalmente, en el Capítulo 7 se dan las Conclusiones del trabajo realizado.

## CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA ELECTRIFICACIÓN EN EL ECUADOR

La demanda mundial de energía eléctrica se estima que crezca a una tasa anual de 2.9% durante el horizonte 2002-2015. (FAO, 2012) El crecimiento estimado mundial es impulsado principalmente por los países en transición y en desarrollo.

En lo que respecta a la demanda de energía eléctrica en los países industrializados, su crecimiento estimado es de 1.4% debido principalmente a los consumos esperados en Europa Occidental y Asia industrializada donde se esperan crecimientos de 0.6% y 0.9% respectivamente. Cabe agregar que en estos países los sectores eléctricos son maduros, con equipos de eficiencias altas, por lo que sus crecimientos esperados son moderados. En especial, en el caso de Europa Occidental, su demanda esperada de electricidad estará en función del desarrollo en la liberalización de sus mercados eléctricos, además sus esfuerzos para ampliar el mercado eléctrico en Europa Occidental incidirán en los costos de la energía eléctrica al depender en mayor medida del gas natural y fuentes renovables. (DIRECCIÓN GENERAL DE PLANEACIÓN ENERGÉTICA, 2006)

Consumo mundial de energía eléctrica, 2002-2015  
(TWh)

	2002	2010	2015	tmca 2002-2015
<b>Mundial</b>	<b>14,275</b>	<b>18,875</b>	<b>21,400</b>	<b>2.9</b>
Países industrializados	8,086	9,079	9,837	1.4
Norteamérica	4,328	5,193	5,693	2.0
Europa Occidental	2,556	2,613	2,786	0.6
Asia industrializada	1,202	1,273	1,358	0.9
Economías en transición	1,544	2,334	2,654	3.9
Ex-Unión Soviética	1,154	1,794	2,048	4.2
Europa Oriental	390	540	606	3.2
Países en desarrollo	4,645	7,462	8,909	4.8
Asia	2,914	4,909	5,843	5.1
Medio Oriente	574	861	997	4.0
África	422	622	755	4.2
Centro y Sudamérica	735	1,070	1,314	4.2

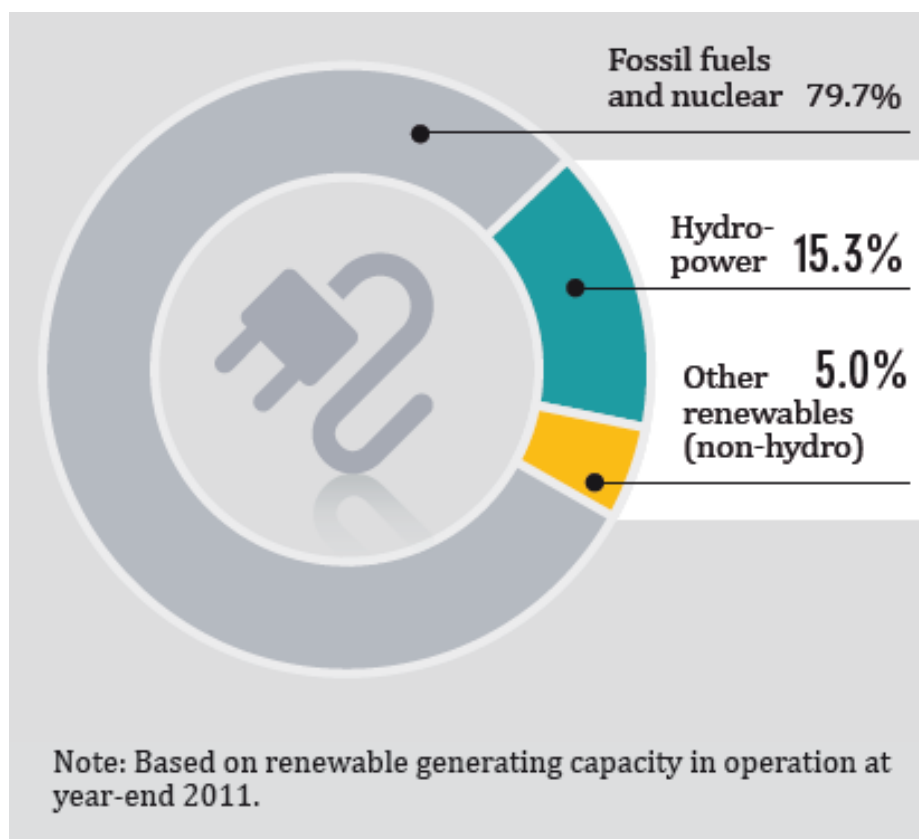
tmca=Tasa media de crecimiento anual.

### Cuadro 2 Consumo mundial de energía eléctrica 2002 – 2015

Fuente: (DIRECCIÓN GENERAL DE PLANEACIÓN ENERGÉTICA, 2006)

Incluyendo la energía hidroeléctrica, China, Estados Unidos, Brasil, Canadá y Alemania (seguido de cerca por la India) fueron los países con mayor capacidad instalada de energía eléctrica a finales de 2011. (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2012)

En cuanto a la contribución de la energía renovable a nivel mundial, podemos ver que la energía hidroeléctrica tiene una participación del 15,3%, contra el 79,7% de la energía eléctrica producida por combustibles fósiles y nucleares, y un 5,0% de los otros tipos de energía renovable (eólica, solar, mareomotriz, geotérmica, etc.). Tomando en cuenta únicamente la fracción correspondiente a fuentes renovables, la hidroelectricidad tiene una participación del 75,36% a nivel mundial



### Cuadro 3 Participación estimada de energías renovables en la producción global de electricidad

Fuente: (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2012)



Por otro lado, la electrificación en América Latina y el Caribe (ALC) ha tenido desarrollos diferentes de acuerdo a las regiones naturales en las que se compone esta región, teniendo en cuenta similitudes y diferencias socioculturales, geográficas, económicas y de interrelación entre sus mercados, es por esta razón que se la ha dividido como caso de estudio en:

- **Región Mercosur** que incluye Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.
- **Región Andina** con Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.
- **Región Centro, Norte y Caribe** que incluye Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá y las islas del Caribe de habla hispana: Cuba, República Dominicana, Puerto Rico y otras. (Antmann, Arnau, Sanz, & Skerk, 2011)

La demanda máxima de potencia histórica en la región podemos verla en el siguiente cuadro:

<b>Demanda máxima de potencia histórica (Expresada en MW)</b>						
<b>Región</b>	<b>2000</b>	<b>2002</b>	<b>2004</b>	<b>2006</b>	<b>2008</b>	<b>2010</b>
MERCOSUR	75.078	75.167	83.469	88.412	90.361	92.310
ANDINA	26.710	25.929	27.630	30.797	32.565	34.920
CENTRO NORTE Y CARIBE	37.916	38.338	40.492	43.945	46.340	49.254
<b>Total ALC</b>	<b>139.704</b>	<b>139.434</b>	<b>151.591</b>	<b>163.154</b>	<b>169.266</b>	<b>176.484</b>

**Cuadro 4 Demanda Máxima de Potencia Histórica en ALC**

Fuente: (Antmann, Arnau, Sanz, & Skerk, 2011), Elaboración propia

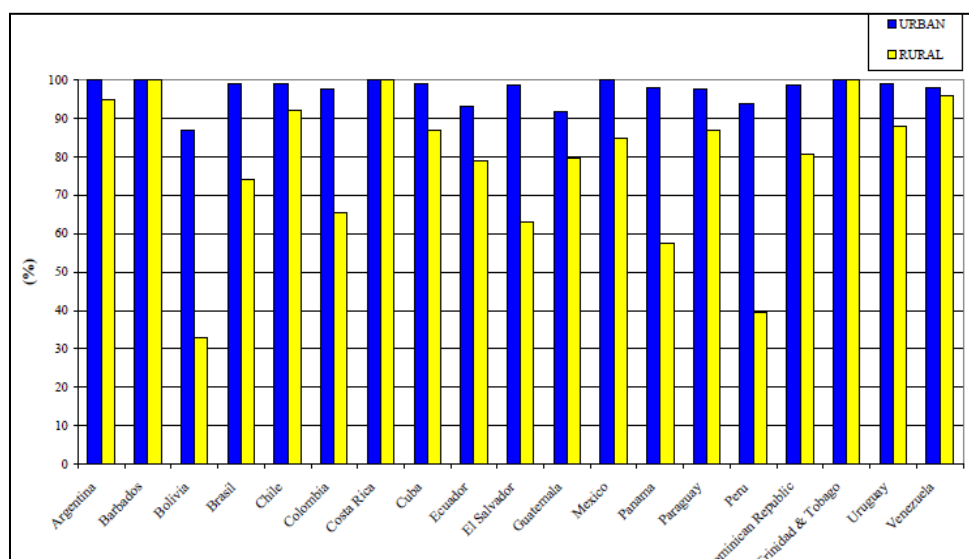
De igual manera se puede observar la capacidad instalada en la región:

Capacidad instalada por tipo de tecnología (MW)		
Región	2005	2009
<b>MERCOSUR</b>	<b>143.666</b>	<b>166.965</b>
Térmica	45.301	44.702
Hidráulica	95.340	119.238
Nuclear	3.025	3.025
<b>ANDINA</b>	<b>47.404</b>	<b>50.471</b>
Térmica	18.749	19.184
Hidráulica	28.655	31.287
<b>CENTRO, NORTE Y CARIBE</b>	<b>55.594</b>	<b>75.068</b>
Térmica	38.356	44.304
Hidráulica	14.415	15.839
Nuclear	1.365	1.365
Geotérmica y otros renovables	1.458	1.560

### Cuadro 5 Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología

Fuente: (Antmann, Arnau, Sanz, & Skerk, 2011), Elaboración propia

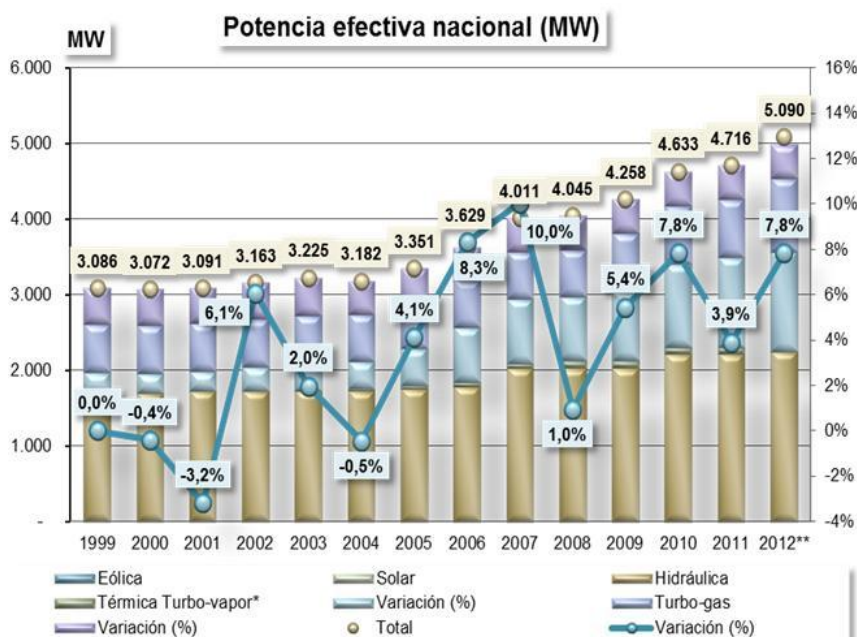
La cobertura de la electrificación urbana y rural en América Latina de acuerdo con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) es:



### Cuadro 6 Cobertura Eléctrica Urbana y Rural en ALC

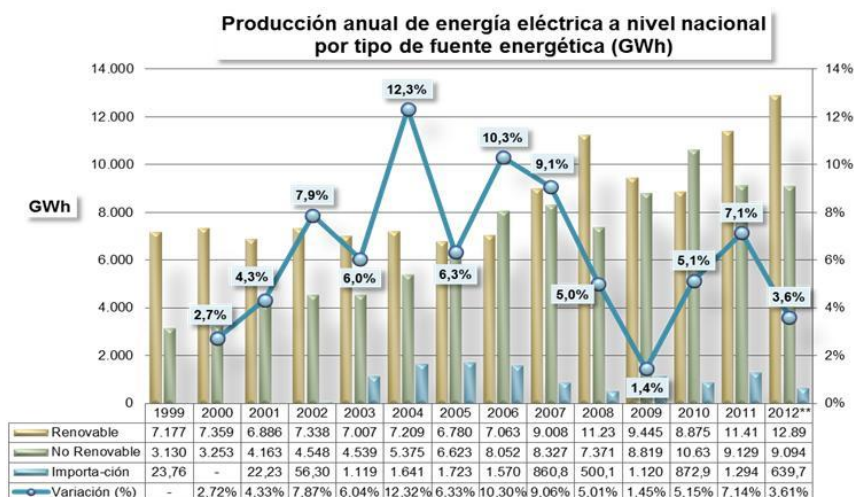
Fuente: (Chiliquinga, 2011)

Para conocer la situación eléctrica en el Ecuador, es necesario referirse a los datos oficiales, disponibles en el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).



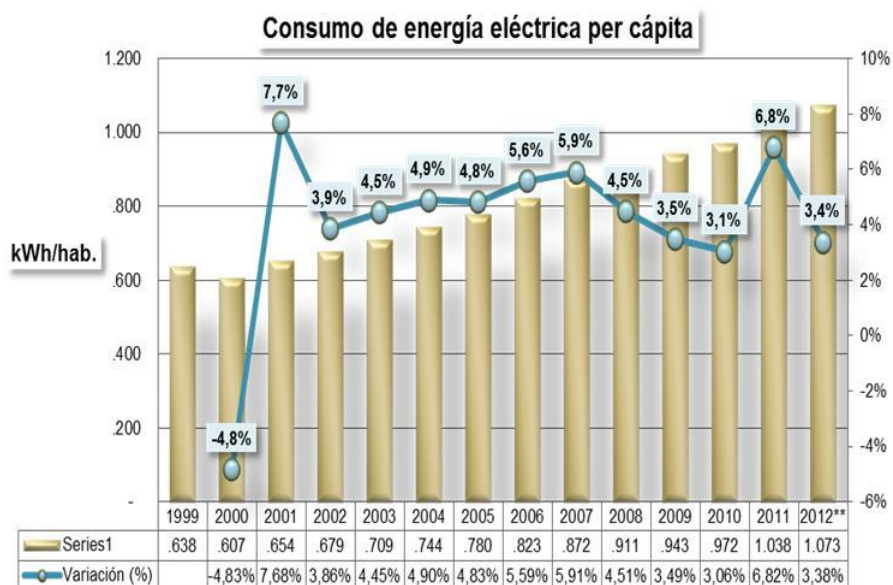
**Cuadro 7 Potencia efectiva nacional en MW**

Fuente: (CONELEC, 2012)



**Cuadro 8 Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (GWh)**

Fuente: (CONELEC, 2012)



**Cuadro 9 Consumo de energía eléctrica per cápita**

Fuente: (CONELEC, 2012)

Según el Censo de Población y Vivienda, realizado en Noviembre del 2010 por el INEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos), el porcentaje total de viviendas con energía eléctrica alcanzó el 93.53%, siendo para el área urbana el 94.82%, y para el área Rural el 89.03% (CONELEC, 2012)

A continuación se detallan los índices de cobertura clasificados por área de concesión de las empresas eléctricas distribuidoras, y por provincias.





Área de Concesión	URBANO			RURAL			Total Usuarios con servicio eléctrico	Total Total Viviendas	Total % Cobertura
	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	% Cobertura	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	% Cobertura			
CNEL-Bolívar	27,763	30,560	90.85%	13,705	16,550	82.81%	41,468	47,110	88.02%
CNEL-El Oro	138,647	142,605	97.22%	27,413	29,065	94.32%	166,060	171,670	96.73%
CNEL-Esmeraldas	66,412	71,971	92.28%	32,365	42,580	76.01%	98,777	114,551	86.23%
CNEL-Guayas Los Ríos	243,048	268,801	90.42%	33,418	39,686	84.21%	276,466	308,487	89.62%
CNEL-Los Ríos	67,352	75,155	89.62%	31,502	37,138	84.82%	98,854	112,293	88.03%
CNEL-Manabí	216,604	235,811	91.85%	62,570	73,414	85.23%	279,174	309,225	90.28%
CNEL-Milagro	92,029	97,845	94.06%	31,905	36,045	88.51%	123,934	133,890	92.56%
CNEL-Sta. Elena	50,062	55,327	90.48%	35,925	42,742	84.05%	85,987	98,069	87.68%
CNEL-Sto. Domingo	102,256	107,439	95.18%	27,087	31,799	85.18%	129,343	139,238	92.89%
CNEL-Sucumbios	40,244	44,195	91.06%	20,180	28,656	70.42%	60,424	72,851	82.94%
E.E. Ambato	96,029	98,503	97.49%	67,830	76,169	89.05%	163,859	174,672	93.81%
E.E. Azogues	10,438	10,620	98.29%	10,903	11,815	92.28%	21,341	22,435	95.12%
E.E. Centro Sur	136,071	139,681	97.42%	82,686	91,868	90.01%	218,757	231,549	94.48%
E.E. Cotopaxi	46,046	48,803	94.35%	36,574	41,931	87.22%	82,620	90,734	91.06%
E.E. Galápagos	6,030	6,058	99.54%	1,066	1,103	96.65%	7,096	7,161	99.09%
E.E. Norte	107,814	109,366	98.58%	60,062	63,783	94.17%	167,876	173,149	96.95%
E.E. Quito	508,328	511,532	99.37%	185,683	188,477	98.52%	694,011	700,009	99.14%
E.E. Riobamba	68,370	71,718	95.33%	42,502	48,753	87.18%	110,872	120,471	92.03%
E.E. Sur	86,852	90,139	96.35%	39,937	45,694	87.40%	126,789	135,833	93.34%
Eléctrica de Guayaquil	545,993	585,522	93.25%	-	-	0.00%	545,993	585,522	93.25%
<b>Total general</b>	<b>2,656,388</b>	<b>2,801,651</b>	<b>94.82%</b>	<b>843,313</b>	<b>947,268</b>	<b>89.03%</b>	<b>3,499,701</b>	<b>3,748,919</b>	<b>93.35%</b>

**Cuadro 10 Índices de Cobertura Eléctrica por Distribuidora**

Fuente: (CONELEC, 2012)

PROVINCIA	URBANO			RURAL			Total Usuarios con servicio eléctrico	Total Total Viviendas	Total % Cobertura
	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	% Cobertura	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	% Cobertura			
AZUAY	115,569	117,022	98.76%	63,674	66,895	95.18%	179,243	183,917	97.46%
BOLÍVAR	27,763	30,560	90.85%	13,705	16,550	82.81%	41,468	47,110	88.02%
CAÑAR	32,085	33,102	96.93%	22,742	24,275	93.68%	54,827	57,377	95.56%
CARCHI	27,497	27,741	99.12%	14,193	15,159	93.63%	41,690	42,900	97.18%
CHIMBORAZO	68,370	71,718	95.33%	44,596	51,327	86.89%	112,966	123,045	91.81%
COTOPAXI	55,148	58,346	94.52%	37,940	43,454	87.31%	93,088	101,800	91.44%
EL ORO	129,592	133,181	97.31%	24,317	25,835	94.12%	153,909	159,016	96.79%
ESMERALDAS	76,097	82,633	92.09%	35,567	46,277	76.86%	111,664	128,910	86.62%
GALÁPAGOS	6,030	6,058	99.54%	1,066	1,103	96.65%	7,096	7,161	99.09%
GUAYAS	802,905	867,710	92.53%	63,804	73,002	87.40%	866,709	940,712	92.13%
IMBABURA	63,010	63,947	98.53%	35,235	37,139	94.87%	98,245	101,086	97.19%
LOJA	75,073	77,354	97.05%	32,530	36,354	89.48%	107,603	113,708	94.63%
LOS RÍOS	137,168	151,213	90.71%	41,823	48,723	85.84%	178,991	199,936	89.52%
MANABÍ	236,466	258,276	91.56%	66,880	79,694	83.92%	303,346	337,970	89.76%
MORONA SANTIAGO	14,665	16,846	87.05%	10,127	15,945	63.51%	24,792	32,791	75.61%
NAPO	12,120	12,981	93.37%	7,271	9,357	77.71%	19,391	22,338	86.81%
ORELLANA	15,894	17,540	90.62%	9,367	13,837	67.70%	25,261	31,377	80.51%
PASTAZA	10,641	11,246	94.62%	5,111	8,216	62.21%	15,752	19,462	80.94%
PICHINCHA	521,603	524,805	99.39%	192,904	196,125	98.36%	714,507	720,930	99.11%
SANTA ELENA	40,824	44,819	91.09%	24,644	29,496	83.55%	65,468	74,315	88.10%
SANTO DOMINGO DE LOS TSACHILAS	76,023	78,327	97.06%	13,780	15,696	87.79%	89,803	94,023	95.51%
SUCUMBIO	24,542	26,866	91.35%	11,811	15,916	74.21%	36,353	42,782	84.97%
TUNGURAHUA	75,524	76,575	98.63%	57,442	60,859	94.39%	132,966	137,434	96.75%
ZAMORA CHINCHIPE	11,779	12,785	92.13%	6,642	8,200	81.00%	18,421	20,985	87.78%
ZONAS NO DELIMITADAS	-	-	0.00%	6,142	7,834	78.40%	6,142	7,834	78.40%
<b>Total general</b>	<b>2,656,388</b>	<b>2,801,651</b>	<b>94.82%</b>	<b>843,313</b>	<b>947,268</b>	<b>89.03%</b>	<b>3,499,701</b>	<b>3,748,919</b>	<b>93.35%</b>

**Cuadro 11 Índices de Cobertura Eléctrica por Provincia**

Fuente: (CONELEC, 2012)



## 2.1.- COBERTURA DE LA ELECTRIFICACIÓN EN ÁREAS RURALES

De acuerdo a los datos del (CONELEC, 2012), la cobertura del área rural a nivel nacional alcanza valores del 89.03%; con proyecciones de mejora, de acuerdo al siguiente cuadro:

DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS FERUM 2010 INTEGRAL									
Distribuidora	Proyectos F10 Integrado				Proyectos FERUM 2008, Reforma 2010, Frontera Amazonia , Plan Ecuador				Total
	No. Proyectos	Viviendas con servicio	Viviendas sin servicio	Subtotal (USD)	FERUM 2008 (USD)	Reforma F10 (USD)	FAG Plan Ecuador (USD)	Subtotal (USD)	
CNEL-Bolívar	43	604	502	1,954,381					1,954,381
CNEL-Ei Oro	112	1,475	1,155	2,417,416					2,417,416
CNEL-Esmeraldas	140	198	5,587	9,027,798	2,283,184		4,135,048	6,418,232	15,446,029
CNEL-Guayas-Los Ríos	130	897	12,054	8,630,603					8,630,603
CNEL-Los Ríos	95	976	1,655	3,155,178	879,100			879,100	4,034,278
CNEL-Manabí	137	9,709	1,633	3,671,449		2,633,703		2,633,703	6,305,152
CNEL-Miñagro	96	684	2,004	2,378,989					2,378,989
CNEL-Santa Elena	26	686	1,118	1,280,585					1,280,585
CNEL-Santo Domingo	135	274	1,771	2,963,241					2,963,241
CNEL-Sucumbios	129	3,196	5,273	9,163,684			2,982,220	2,982,220	12,145,904
E. de Guayaquil	51	163	18,588	8,731,677					8,731,677
E. E. Ambato	126	8,981	2,851	7,665,173	673,541			673,541	8,338,715
E. E. Azuques	27	1,545	182	2,401,843					2,401,843
E. E. Centro Sur	163	55,100	3,242	13,478,152	1,074,090			1,074,090	14,552,242
E. E. Cotopaxi	75	4,183	1,012	5,351,895	386,371			386,371	5,738,267
E. E. Galápagos	6	54	53	173,737					173,737
E. E. Norte	165	16,100	1,567	7,808,936			2,880,460	2,880,460	10,689,396
E. E. Quito	242	1,090	5,654	12,111,473					12,111,473
E. E. Riobamba	77	21,855	995	1,248,779					1,248,779
E. E. Sur	120	1,459	1,714	4,330,078	127,215			127,215	4,457,293
<b>Total financiamiento</b>	<b>2,095</b>	<b>129,229</b>	<b>68,820</b>	<b>107,945,069</b>	<b>5,423,501</b>	<b>2,633,703</b>	<b>9,997,728</b>	<b>18,054,931</b>	<b>126,000,000</b>

**Cuadro 12 Distribución de Recursos FERUM 2010 Integral**

Fuente: (CONELEC, 2012)

Como se puede observar, el Ecuador cuenta con un nivel de cobertura del servicio de energía eléctrica bastante alto en comparación con otros países de la región, el mismo que tuvo su mayor impulso en las décadas de los años 1970, 1980 y 1990, y continúa en la actualidad con un gran fortalecimiento del sector eléctrico por parte del Gobierno Nacional.

## 2.2.- IMPACTO SOCIO ECONÓMICO DE LA ELECTRIFICACIÓN EN ÁREAS RURALES

Las áreas rurales que no cuentan con servicio eléctrico en el Ecuador son aquellas que principalmente, por su ubicación geográfica, se encuentran en lugares de difícil acceso para el tendido de redes convencionales de distribución, ya sea por estar ubicadas dentro de áreas protegidas, o por la lejanía de una de las redes principales del Sistema Nacional Interconectado.

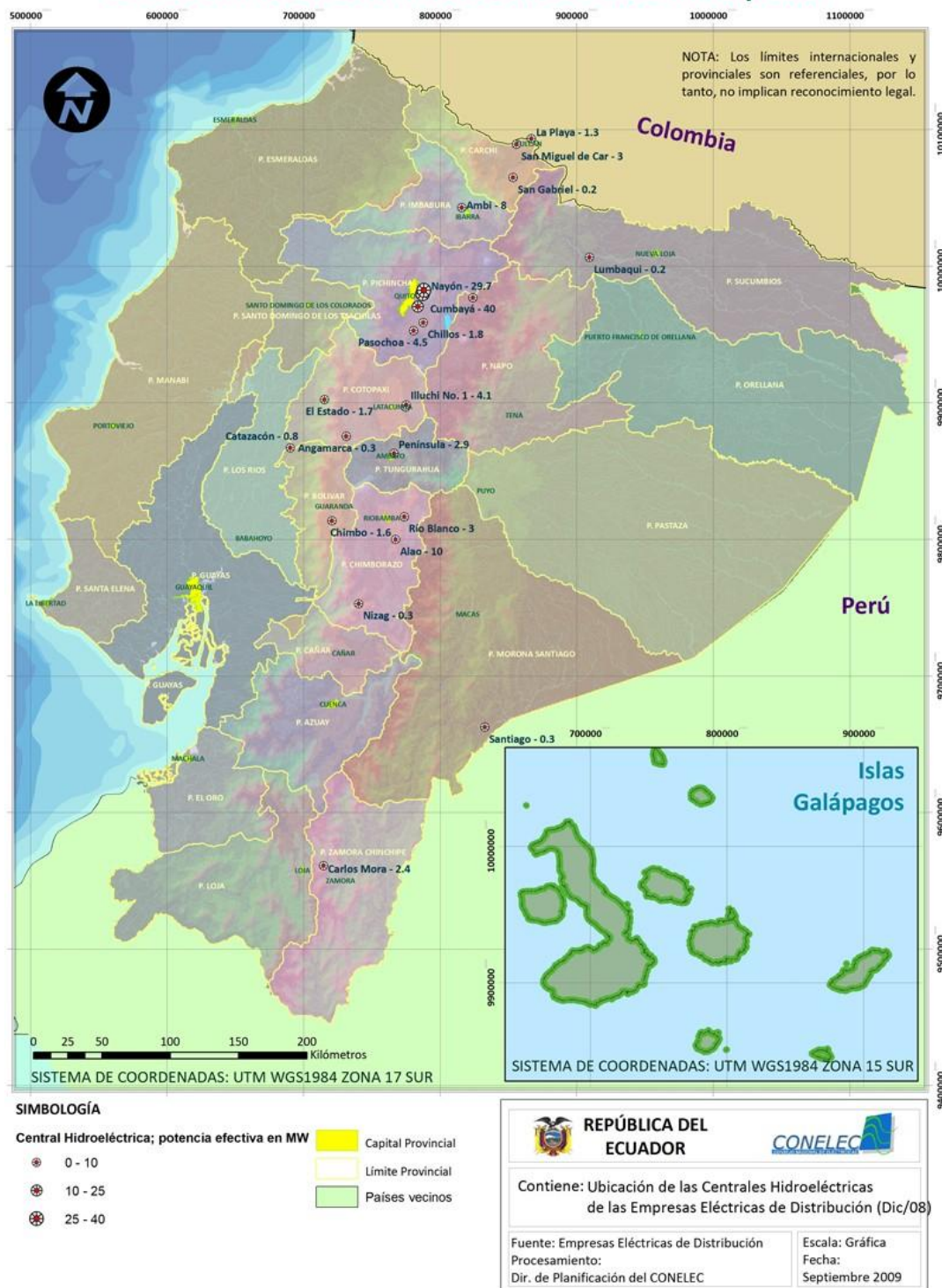


## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Es indudable el impacto socio – económico de la electrificación en áreas rurales, puesto que la electricidad trae consigo de manera implícita el progreso, expresado en forma de comunicación (radio, televisión, acceso a internet, etc.),comodidad (luz eléctrica, opción para usar electrodomésticos), y económica (acceso a fuentes de trabajo por medio de la implementación, por ejemplo, de micro empresas artesanales ).

Es así que en el Ecuador se puede observar un mayor desarrollo rural (turismo, micro industria y artesanía) ([www.ecuadormagic.com](http://www.ecuadormagic.com) , 2006) en ciertas comunidades especialmente del norte y centro del país, las mismas que se encuentran localizadas en las cercanías de pequeñas centrales hidroeléctricas que han sido instaladas en las últimas décadas, como se puede observar en las ilustraciones 1 y 2

## CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE/2008

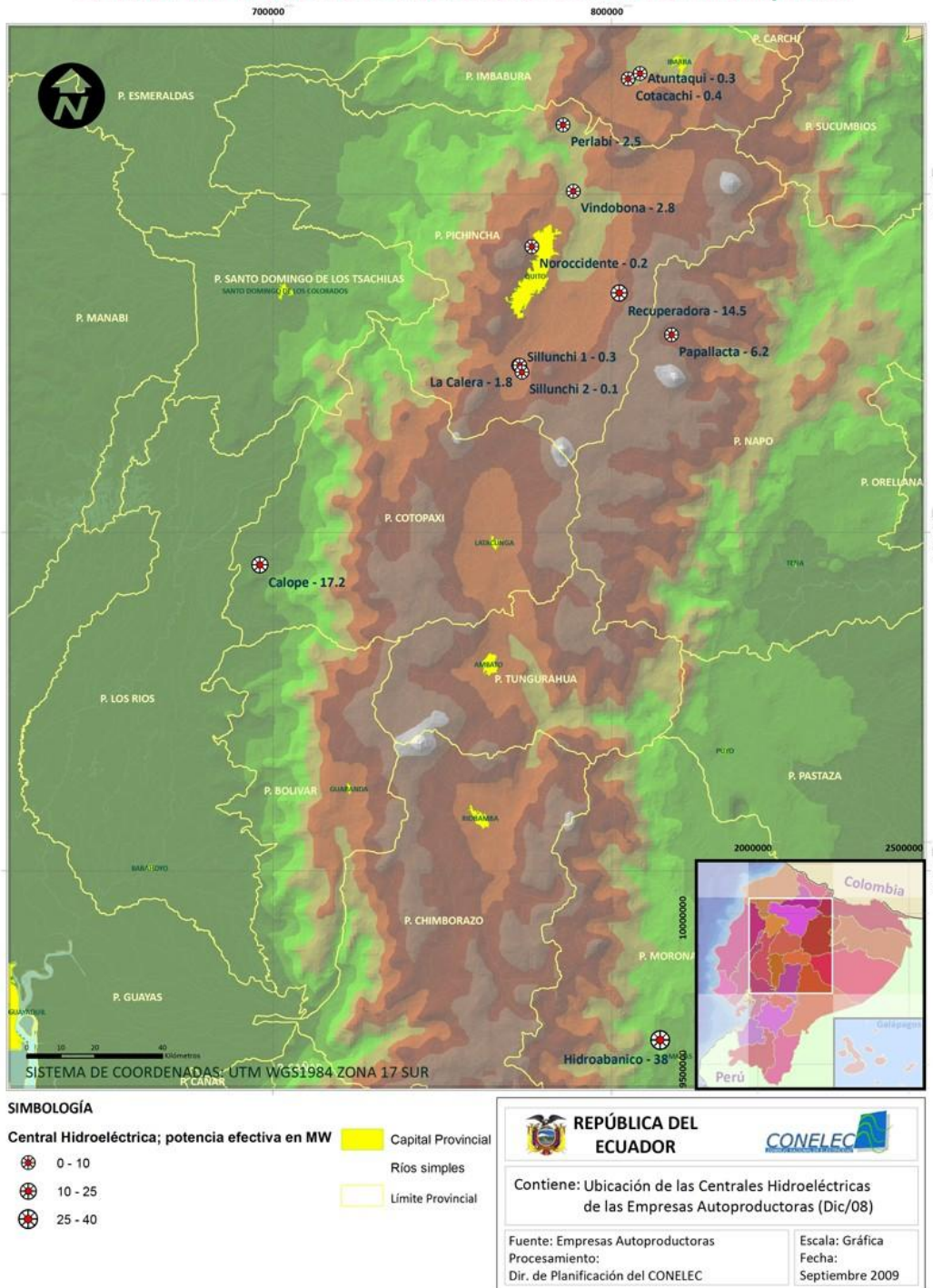


**Ilustración 1 Centrales Hidroeléctricas de las Distribuidoras**

Fuente: (CONELEC, 2012)



## CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE LAS EMPRESAS AUTOPRODUCTORAS A DICIEMBRE/2008



**Ilustración 2 Centrales Hidroeléctricas de las Empresas Autoproductoras**

Fuente: (CONELEC, 2012)

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD



Empresa	Central	Tipo Central	Provincia	Cantón	Parroquia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Costo de la Energía a Producir (USD Cent./kW)	Inicio de Operaciones
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Hidráulica	TUNGURAHUA	BAÑOS DE AGUA SANTA	ULBA	160,00	156,00	3,60	01/09/1987
CELEC-Hidroagoyán	Pucará	Hidráulica	TUNGURAHUA	SANTIAGO DE PILLARO	SAN JOSÉ DE POALÓ	73,00	70,00	7,20	01/12/1977
CELEC-Hidroagoyán	San Francisco	Hidráulica	TUNGURAHUA	BAÑOS DE AGUA SANTA	RÍO NEGRO	230,00	212,60	2,00	06/05/2007
CELEC-Hidropaute	Mazar	Hidráulica	AZUAY	SEVILLA DE ORO	AMALUZA	183,66	163,26		30/12/2010
CELEC-Hidropaute	Paute	Hidráulica	AZUAY	SEVILLA DE ORO	AMALUZA	1.075,00	1.100,00	3,79	01/05/1983
Elecausto	Coyctor	Hidráulica	CAÑAR	CAÑAR	CAÑAR, CABECERA CANTONAL				
Elecausto	Ocaña	Hidráulica	CAÑAR	CAÑAR	SAN ANTONIO	26,10	26,10		
Elecausto	Saucay	Hidráulica	AZUAY	CUENCA	CHECA (JIDCAY)	24,00	24,00	1,18	
Elecausto	Saymirín	Hidráulica	AZUAY	CUENCA	CHIKUINTAD	14,43	14,43	1,31	
Elecausto	Sumbid	Hidráulica	AZUAY	GUALACEO	GUALACEO, CABECERA CANTONAL				
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	PICHINCHA	QUITO	PINTAG	8,40	8,20	1,77	01/04/2000
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	PICHINCHA	QUITO	POMASQUI	0,26	0,24		
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	PICHINCHA	QUITO	PIFO	14,70	14,50	1,90	01/07/1990
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica						0,00	
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica						0,00	
Hidronación	Marcel Laniado	Hidráulica	GUAYAS	EL EMPALME	GUAYAS (PUEBLO NUEVO)	213,00	213,00	0,02	01/04/1999
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	PICHINCHA	MEJIA	MANUEL CORNEJO ASTORGA	1,00	0,98		05/03/2010
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	LOS RÍOS	VENTANAS	VENTANAS, CABECERA CANTONAL	16,00	14,50		01/05/2006
Hidrosibimbe	Uravia	Hidráulica	PICHINCHA	QUITO	GUAYLLABAMBA	1,00	0,95		01/02/2009

**Cuadro 13 Centrales de Generación Hidráulica**

Fuente: (CONELEC, 2012)

Según (González, 2007), los impactos sociales y económicos de la implementación de pequeñas centrales hidroeléctricas en comunidades rurales son:

**ECONÓMICOS:**

- Contribución a la reducción de la pobreza
- Aumento de la productividad
- Sostenibilidad económica y técnica

**SOCIALES:**

- Educación



- Salud
- Tecnologías de la información y comunicación
- Confort y recreación
- Beneficios comunales

### **2.3.- USOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR RURAL**

Considerando la alta cobertura eléctrica que tienen los sectores rurales en el Ecuador, y el nivel de vida de sus habitantes, se ha determinado que los principales usos de la energía eléctrica en las zonas rurales se centran en las actividades domésticas, (como iluminación, uso de electrodomésticos, calentamiento de agua), bombeo de agua para uso agrícola y pecuario, uso de máquinas herramientas especialmente del sector de carpintería, y alumbrado público en los pueblos y caseríos. (Empresa Electrica Regional Centro Sur EERCS, 2012)

Sin embargo, existen ciertas zonas en donde, con la electrificación, se puede impulsar la producción agrícola y pecuaria y tecnificar sus procesos, para aprovechar de una mejor manera los recursos existentes, para dar un mayor valor agregado a los productos provenientes de estas zonas, incentivando de esta manera la creación de pequeñas y medianas empresas, y contribuyendo con la generación de empleo.

De acuerdo con el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020 (CONELEC, 2012), en el sector rural la población carente del servicio de energía eléctrica desarrolla actividades en el campo agrícola, ganadero, maderero, pesca, turismo y otros; también presta servicios en la pequeña empresa del sector petrolero, transporte y otros; mientras que, en el sector urbano-marginal la población se ocupa en la prestación de servicios, el comercio al por menor, la artesanía y pequeños negocios o actividades informales.

En la mayoría de estas viviendas habitan familias de escasos ingresos económicos, sus recursos están destinados a financiar los gastos elementales de



alimentación, vestuario, transporte, educación y salud, convirtiéndose en una economía de subsistencia y en general de pobreza y muchas veces de indigencia. El reto es dotar de energía eléctrica a esta población en los próximos años.

## 2.4.- MICRO Y MINI CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL ECUADOR

Nuestro país cuenta con mini centrales hidroeléctricas que en algunos casos están en funcionamiento, y en otros han sido dadas de baja por diferentes motivos. La mayor concentración en funcionamiento, se encuentra al norte del país, siendo estas:

MINI CENTRALES HIDRÁULICAS CON POTENCIAS MENORES A 5000 Kw					
Empresa	Nombre Central	Subtipo Central	Potencia Nominal kW	Fecha Instalacion	Nombre Unidad
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi I	Hidráulica	100	01/03/1976	U-100
	Sillunchi II	Hidráulica	304	01/03/1974	U-304
CNEL-Bolívar	Chimbo	Hidráulica	235	N/D	U3
			563	N/D	U1
			1100	N/D	U2
CNEL-Sucumbíos	Lumbaqui	Hidráulica	200	N/D	TURBINA 1
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	120	01/05/2009	U1
E.E. Ambato	Península	Hidráulica	500	01/03/1998	G1
			500	01/10/1998	G2
			500	01/04/1999	G3
E.E. Centro Sur	Santiago	Hidráulica	75	01/01/1990	Santiago
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Hidráulica	150	01/05/1993	Grupo 1
	Catazacón	Hidráulica	400	01/01/1992	Grupo 1
	El Estado	Hidráulica	850	01/07/1990	Grupo 1
	Illuchi No.1	Hidráulica	697	01/07/1951	Grupo 1
			1400	01/01/1955	Grupo 3
	Illuchi No.2	Hidráulica	2600	01/05/1987	Grupo 1
E.E. Norte	Ambi	Hidráulica	4000	N/D	G1
	Buenos Aires	Hidráulica	80	N/D	U1
	La Plata	Hidráulica	170	01/10/1994	U1
	La Playa	Hidráulica	440	N/D	G1
	San Gabriel	Hidráulica	230	N/D	G1
	San Miguel de Car	Hidráulica	2950	01/08/1987	G1
E.E. Quito	Guangopolo	Hidráulica	1700	01/02/1953	U3
			2000	01/11/1937	U1
	Los Chillos	Hidráulica	880	01/06/1922	U1
	Oyacachi 1	Hidráulica	100	N/D	U1
	Pasochoa	Hidráulica	2250	01/08/1976	U1
E.E. Riobamba	Alao	Hidráulica	2600	01/06/1966	Grupo 1
	Cordovez	Hidráulica	700	N/D	Grupo 1
	Nizag	Hidráulica	800	01/06/1967	Única
	Río Blanco	Hidráulica	3125	01/01/1997	Única
E.E. Sur	Carlos Mora	Hidráulica	600	N/D	U1
			1200	N/D	U3
	Isimanchi	Hidráulica	130	N/D	U1
	Valladolid	Hidráulica	240	N/D	U1





Continúa

MINI CENTRALES HIDRÁULICAS CON POTENCIAS MENORES A 5000 Kw					
Empresa	Nombre Central	Subtipo Central	Potencia Nominal kW	Fecha Instalacion	Nombre Unidad
Ecoluz	Loreto	Hidráulica	920	01/01/1990	Loreto
			2300	01/07/2002	Loreto
	Papallacta	Hidráulica	2190	01/01/1965	G1
			4444	01/01/1982	G2
Elecaustro	Coyector	Hidráulica	360	N/D	G1
	Saucay	Hidráulica	4000	N/D	G1
	Saymirín	Hidráulica	1256	N/D	G1
			1960	N/D	G3
			4000	N/D	G5
	Sumblid	Hidráulica	200	N/D	G1
Electroandina	Espejo	Hidráulica	200	N/D	U2
			300	01/01/1990	U1
	Otavaló	Hidráulica	400	N/D	U1
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	200	N/D	Michael Banki
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	261,3	N/D	N.1
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	120	N/D	1
	Sumaco/Archidona	Hidráulica	55	N/D	1
Hcjb	Loreto	Hidráulica	2150	N/D	Loreto
	Papallacta	Hidráulica	1800	N/D	Grupo 1
			4200	N/D	Grupo 2
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Hidráulica	292	10/02/2010	Hidrocarolina 1
			308	10/02/2010	Hidrocarolina 2
Hidroservice	Industrial Algodonera Atuntaqui	Hidráulica	72	N/D	U1
			240	N/D	U2
			320	N/D	U3
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	995	01/02/2010	U1c
	Uravía	Hidráulica	500	01/01/1990	U2
			1000	01/02/2009	U1
I.M. Mejía	La Calera	Hidráulica	625	11/11/1957	Corazón
			1250	11/11/1957	Cotopaxi
La Internacional	Equinoccial	Hidráulica	4200	N/D	1
	Vindobona	Hidráulica	1500	01/06/1974	U1
			3090	01/05/2012	U3
Manageneración	La Esperanza	Hidráulica	3000	01/12/2006	U1
	Poza Honda	Hidráulica	1500	05/01/2007	U1
Moderna Alimentos	Geppert	Hidráulica	1650	N/D	Geppert
Municipio A. Ante	Atuntaqui	Hidráulica	200	N/D	U1
Municipio Cotacachi	Cotacachi	Hidráulica	200	N/D	U1
			240	N/D	U2
Perlabí	Perlabí	Hidráulica	2700	01/04/2004	U1
CAPACIDAD TOTAL			89687,3 Kw		

**Cuadro 14 Mini Centrales Hidroeléctricas a nivel nacional**

Fuente: (CENACE, 2012), elaboración propia



De estas centrales, existen algunas que han salido fuera de servicio por variadas causas, siendo las siguientes:

MINI CENTRALES HIDRÁULICAS FUERA DE SERVICIO					
Empresa	Nombre Central	Subtipo Central	Potencia Nominal kW	Fecha Instalacion	Nombre Unidad
CNEL-Bolívar	Chimbo	Hidráulica	235	N/D	U3
			1100	N/D	U4
CNEL-Sucumbíos	Lumbaqui	Hidráulica	200	N/D	TURBINA 2
E.E. Centro Sur	Santiago	Hidráulica	75	N/D	
E.E. Norte	Buenos Aires	Hidráulica	80	N/D	U1
	La Plata	Hidráulica	170	01/10/1994	U1
	San Gabriel	Hidráulica	230	N/D	G1
E.E. Riobamba	Cordovez	Hidráulica	700	N/D	Grupo 1
E.E. Sur	Isimanchi	Hidráulica	130	N/D	U1
	Valladolid	Hidráulica	240	N/D	U1
Ecoluz	Loreto	Hidráulica	920	01/01/1990	Loreto
Elecaastro	Coyector	Hidráulica	360	N/D	G1
	Sumblid	Hidráulica	200	N/D	G1
Electroandina	Espejo	Hidráulica	300	01/01/1990	U1
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	120	N/D	1
	Sumaco/Archidona	Hidráulica	55	N/D	1
Hcjb	Loreto	Hidráulica	2150	01/06/2002	Loreto
	Papallacta	Hidráulica	1800	N/D	Grupo 1
			4200	N/D	Grupo 2
Hidroservice	Industrial Algodonera Atuntaqui	Hidráulica	72	N/D	U1
Hidrosibimbe	Uravia	Hidráulica	500	N/D	
La Internacional	Equinoccial	Hidráulica	4200	N/D	1
Moderna Alimentos	Geppert	Hidráulica	1650	N/D	1
Municipio Cotacachi	Cotacachi	Hidráulica	200	N/D	U1
			240	N/D	U2

**Cuadro 15 Mini Centrales Hidroeléctricas fuera de servicio**

Fuente: (CENACE, 2012), elaboración propia

De acuerdo al Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos para el Corto, Mediano y Largo Plazo, INECCEL - CFN, Noviembre 1997 (CONELEC, 2012), la provincia del Azuay cuenta con varios recursos hídricos que pueden ser aprovechados en sus áreas rurales, tal como se muestra en los cuadros 15 y 16



PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SU DESARROLLO EN EL AZUAY										
POTENCIA INSTALABLE MENOR A 1 MW										
Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia a instalar (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón	Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	Caída bruta (m)	Altura de la presa o azud (m)
El C. de Pijilí	Pucul	0.235	Inventario	Naranjal-Pagua	Pacífico	Azuay	Santa Isabel	0.84	40.0	1.5
Chauca	Malacatos	0.100	Diseño Definitivo	Naranjal-Pagua	Pacífico	Azuay	Cuenca	0.13	100.0	1.0
Miguir	Miguir	0.035	Inventario	Cañar	Pacífico	Azuay	Cuenca	0.10	50.0	1.5

### Cuadro 16 Proyectos Menores a 1 MW en el Azuay

Fuente: (CONELEC, 2012), elaboración propia

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SU DESARROLLO EN EL AZUAY										
POTENCIA INSTALABLE ENTRE 1 Y 10 MW										
Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia a instalar (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón	Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	Caída bruta (m)	Altura de la presa o azud (m)
San Francisco II	San Francisco	9.40	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel	2.3	505.7	2.3
Mandur	Mandur	7.80	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Nabón	1.5	624.0	1.9
Tomebamba	Tomebamba	6.00	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca	4	200.0	2.0
Vivar	Vivar	5.90	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Pucará	2.0	365.0	2.2
Collay	Collay	5.80	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca	4.8	200.0	2.0
Oña	Oña	5.00	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Oña	1.2	529.9	1.7
Rircay	Rircay	3.10	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel	1.7	230.0	4.0
Gala	Gala	1.94	n/d	n/d	n/d	Azuay	Ponce enriquez	0.6	122.0	n/d

### Cuadro 17 Proyectos entre 1 y 10 MW en el Azuay

Fuente: (CONELEC, 2012), elaboración propia



## CAPÍTULO 3: MARCO LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL ECUADOR

### 3.1.- PRINCIPALES ENTIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las principales entidades del sector eléctrico ecuatoriano son:

**Ministerio de Electricidad y Energía Renovable:** Mediante Decreto N° 475; del 9 de julio del 2007, se dividió el Ministerio de Energía y Minas en el Ministerio de Minas y Petróleos y, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables. Según oficio N° DI-SENRES-002915, del 16 de mayo del 2007 fue aprobado el estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, y la Norma Técnica de Diseño de Reglamentos, expedida con Resolución SENRES-PROC-046, publicada en el Registro Oficial N° 251 de 17 de abril de 2006

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, es el Organismo rector del sector eléctrico en el Ecuador, responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación e implementación de la normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos, garantizando que su provisión responda a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad, estableciendo mecanismos de eficiencia energética, participación social y protección del ambiente, gestionado por sus recursos humanos especializados y de alto desempeño. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, 2012)

**Consejo Nacional de Electricidad CONELEC:** El 10 de Octubre de 1996, se publica la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector. Plantea como objetivo proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social, dentro de un marco



de competitividad en el mercado de producción de electricidad a través de los procesos de privatización del sector eléctrico nacional.

Lo anteriormente dicho, está orientado fundamentalmente a brindar un óptimo servicio a los consumidores y a precautelar sus derechos, partiendo de un serio compromiso de preservación del medio ambiente.

La LRSE creó El Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, que comenzó a operar el 20 de noviembre de 1997, una vez promulgado el Reglamento General Sustitutivo de la LRSE. De esta manera, el CONELEC se constituye como un ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

Además, el CONELEC tiene que elaborar el Plan de Electrificación, que será obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado. (CONELEC, 2012)

**Centro Nacional de Control de la Energía CENACE:** El CENACE fue creado en la Ley de Régimen de Sector Eléctrico publicada en el Registro Oficial, suplemento 43 del 10 de octubre de 1996, y su estatuto aprobado mediante acuerdo ministerial 151 del 27 de octubre de 1998; como una Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, cuyos miembros incluyen a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores.

Sus funciones se relacionan con la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador, conforme a la normativa promulgada para el Sector Eléctrico (ley, reglamentos y procedimientos). (Centro Nacional de Control de la Energía CENACE, 2012).



### **Corporación Nacional de Electricidad (CNEL)**

Debido a las disposiciones generadas del Mandato N° 15 del 23 de julio del 2008, que en su transitoria tercera faculta la fusión de empresas del sector y determina que el ente regulador facilite los mecanismos para su funcionamiento, se crea la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), el 16 de febrero del 2009, que funciona como una empresa de distribución con la finalidad de mejorar la gestión empresarial dadas las cuantiosas pérdidas de varias de las empresas de distribución, principalmente de la costa ecuatoriana.

Dejan de existir como empresas: la Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A., Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (EMELMANABÍ), Empresa eléctrica Santo Domingo S.A., Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos S.A. (EMELGUR), Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., Empresa Eléctrica Milagro C.A., Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A., Empresa Eléctrica El Oro S.A., Empresa Eléctrica Bolívar S.A., y Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., las cuales funcionarán como gerencias regionales de CNEL. Los clientes de las empresas fusionadas serán atendidos por la Corporación.

Las demás empresas de distribución estatales funcionarán de manera independiente de acuerdo a la ley de régimen del sector eléctrico que entró en vigencia en 1996. (Simbaña, 2010)

### **Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC S.A.)**

De igual manera, de acuerdo con el Mandato N° 15, en febrero del 2009 se crea la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A., con el fin de fusionar las empresas de generación estatales para incentivar el ingreso de nuevos proyectos de generación, mediante el mejoramiento de la eficiencia, la optimización de recursos y la aplicación de mejores prácticas técnicas, administrativas y financieras.

CELEC S.A. asume todos los derechos y obligaciones de las compañías que se fusionan: Hidropaute, Hidroagoyán, Termocichincha, Electroguayas,



Termoesmeraldas y Transelectric. Las seis empresas pasan a convertirse en unidades estratégicas de negocio, cuya misión será la de generar y transmitir energía eléctrica a menor costo, confiable y con calidad. (Simbaña, 2010)

### **Empresa Pública estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP)**

Mediante Decreto Ejecutivo N° 220 del 14 de enero del 2010 se crea la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP). Esta institución pública agrupará la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de electricidad y la ampliación del Sistema Eléctrico. Dentro de sus competencias están la promoción, inversión, y creación de empresas filiales, subsidiarias, consorcios y alianzas estratégicas.

El capital inicial de esta empresa es la suma de las cuentas que conforman el patrimonio registrado de los balances de las compañías CELEC S.A. y de Hidronación S.A., mientras que los pasivos serán sumados por la componente de deuda externa reportados al 16 de octubre de 2009. (Simbaña, 2010)

En la actualidad, CELEC EP está constituida por 13 unidades de negocio, siendo estas: (CELEC-EP, 2011)

- Hidroagoyán
- Hidropaute
- Hidronación
- Enerjubones
- Hidroazogues
- Gensur
- Enernorte
- Hidrotoapi
- Termopichincha
- Termoesmeraldas
- Electroguayas
- Termogas Machala



- Transelectric

Además existen empresas generadoras privadas que podemos clasificarlas en:

- Generadoras privadas con capital público, como Elecaustro S.A.
- Generadoras privadas con capital privado, como Electroquil, Hidroabanico, Enermax, Termoguayas, Hidrosibimbe, etc.

### **3.1.1.- FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

En cumplimiento con lo establecido en el Mandato N°15 y las regulaciones CONELEC – 006/08 y CONELEC – 013/08, y complementadas con la regulación CONELEC 004/09, el CONELEC ha planteado un nuevo funcionamiento del mercado así como una nueva metodología para el cálculo de las tarifas.

Para la planificación y operación del sistema eléctrico, el CENACE y los Agentes del Mercado se rigen a lo establecido en el Reglamento para Despacho y Operación, vigente previa a la aplicación del Mandato N° 15

Se considera como Agentes del Mercado Eléctrico a la persona o personas jurídicas dedicadas a la actividad de Generación, de Autogeneración, al Servicio Público de transmisión, al Servicio Público de Distribución y Comercialización, los Grandes Consumidores, la importación y exportación de energía eléctrica previa autorización del CONELEC, que participan en el Mercado Eléctrico. (Simbaña, 2010)

La fijación de los precios está regulada por el Mandato N° 15 a través de la regulación 006/08 que define la metodología para el cálculo de las tarifas. La Regulación CONELEC 006/08, capítulo II dice:

Los costos para la determinación de la tarifa eléctrica comprenderán:

- Precio referencial de generación
- Costos del sistema de transmisión



- Costos del sistema de distribución

Adicional a todo esto, la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), debe gestionar su funcionamiento en torno a lo estipulado por la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP)

### 3.2.- LEGISLACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

El marco jerárquico legal en el Ecuador está resumido de la siguiente manera, de acuerdo con la “pirámide de Kelsen”:



**Ilustración 3 Pirámide de Kelsen**

Fuente: (Monografias.com, 2012)

Adaptando esta pirámide a las condiciones de la legislación ecuatoriana, tenemos:

- 1.- Constitución de la República del Ecuador
- 2.- Leyes Orgánicas
- 3.- Leyes Ordinarias
- 4.- Decretos Leyes (Mandatos)
- 5.- Reglamentos
- 6.- Resoluciones



### **3.2.1.- CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA**

Los temas relacionados con el sector eléctrico ecuatoriano, incluidos en la Constitución aprobada en el año 2008 son:

**Art. 3.-** Son deberes primordiales del Estado:

5. Planificar el desarrollo nacional, erradicar la pobreza, promover el desarrollo sustentable y la redistribución equitativa de los recursos y la riqueza, para acceder al buen vivir.

6. Promover el desarrollo equitativo y solidario de todo el territorio, mediante el fortalecimiento del proceso de autonomías y descentralización.

7. Proteger el patrimonio natural y cultural del país.

#### **Sección segunda**

##### **Ambiente sano**

**Art. 14.-** Se reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, *sumak kawsay*. Se declara de interés público la preservación del ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país, la prevención del daño ambiental y la recuperación de los espacios naturales degradados.

**Art. 15.-** El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua. Se prohíbe el desarrollo, producción, tenencia, comercialización, importación, transporte, almacenamiento y uso de armas químicas, biológicas y nucleares, de contaminantes orgánicos persistentes altamente tóxicos, agroquímicos internacionalmente prohibidos, y las tecnologías y agentes biológicos experimentales nocivos y organismos



genéticamente modificados perjudiciales para la salud humana o que atenten contra la soberanía alimentaria o los ecosistemas, así como la introducción de residuos nucleares y desechos tóxicos al territorio nacional.

## **Capítulo quinto**

### **Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas**

**Art. 313.-** El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

**Art. 314.-** El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley. El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación.

## **Sección séptima**

### **Biosfera, ecología urbana y energías alternativas**



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Art. 413.-** El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.

### 3.2.2.- LEYES

#### **Ley de Régimen del Sector Eléctrico**

Contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento

**Relación:** Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Ambiental, Grandes consumidores, Transacciones Internacionales, Tarifas.

**Vigencia:** Desde 1996-10-10

#### **Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP)**

Tiene como objeto regular la constitución, organización, funcionamiento y liquidación de empresas públicas no pertenecientes al sector financiero. Estas empresas son entidades pertenecientes al Estado, conformadas como personas jurídicas de derecho público, con patrimonios propios y dotados de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. Según lo dispuesto en la Ley, las empresas públicas “estarán destinadas a la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y, en general, al desarrollo de actividades económicas que correspondan al Estado”.

**Relación:** Constitución de Empresas Públicas en sectores estratégicos.

**Vigencia:** Desde 2009-10-16, Reg. Oficial 48



### 3.2.3.- MANDATOS

#### **Mandato Constituyente N° 15 (CONELEC, 2012)**

Establece las directrices mediante las cuales el gobierno implementará los cambios necesarios a fin de fortalecer el Sector Eléctrico Ecuatoriano, teniendo como su principal objetivo la unificación de la tarifa para un mismo tipo de consumo a través de cambios como:

- Eliminación del concepto de costos marginales
- Eliminación del cargo del 10% para el FERUM
- Eliminación del componente para la inversión en expansión

**Relación:** Generación, Distribución, Mercado Eléctrico, Tarifas.

**Vigencia:** Desde 2008-07-23

#### **Mandato Constituyente N° 09 (CONELEC, 2012)**

El directorio del Fondo de Solidaridad autoriza que los recursos patrimoniales de la institución que en la actualidad mantiene como inversiones financieras y en operaciones de administración de fondos, se inviertan directamente en la capitalización de sus empresas eléctricas y de telecomunicaciones, mediante la ejecución de planes e inversión

**Relación:** Generación, Distribución, Transmisión.

**Vigencia:** Desde 2008-05-13



### 3.2.4.- REGLAMENTOS

#### **Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (CONELEC, 2012)**

Establece Normas y Procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del sector eléctrico en la actividad de Generación y prestación de servicios públicos de Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales

**Aplicable a:** Generación, Distribución, Mercado eléctrico Mayorista, Transmisión, Gestión Ambiental, grandes Consumidores, Transacciones Internacionales, Tarifas.

**Vigencia:** 2006-11-21

#### **Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas (CONELEC, 2012)**

Establece los procedimientos y medidas aplicables al sector eléctrico en el Ecuador, para que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en todas sus etapas, construcción, operación, mantenimiento y retiro, se realicen de manera que se prevengan, controlen mitiguen y/o compensen los impactos ambientales negativos y se potencien los positivos.

**Aplicable a:** Todas las actividades del Sector eléctrico

**Vigencia:** 2001-08-23

#### **Reglamento para el libre acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución (CONELEC, 2012)**

Establece las normas para solicitar, otorgar y mantener el libre acceso a la capacidad existente o remanente de los sistemas de transmisión o de distribución que requieran los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), así como las



obligaciones que en relación a dicho libre acceso corresponden a los mismos, encargados de prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica

**Aplicable a:** Distribución y transmisión

**Vigencia:** 2001-07-10

**Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado**  
(CONELEC, 2012)

Establece las Normas para la administración técnica de la operación del Sistema Nacional Interconectado y las obligaciones que deben satisfacer cada uno de los Agentes en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Transmisor

**Aplicable a:** Mercado Eléctrico Mayorista

**Vigencia:** 1999-02-23

**Reglamento para la Administración del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM** (CONELEC, 2012)

Establece las normas generales que deben observarse para la planificación y aprobación de proyectos, y para la ejecución de obras que se financien con los recursos económicos del FERUM

**Aplicable a:** Proyectos Rural - Urbano Marginales

**Vigencia:** 1998-07-31

**Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la prestación del Servicio de Energía Eléctrica** (CONELEC, 2012)

Establece las reglas y procedimientos generales bajo los cuales el Estado podrá delegar en favor de otros sectores de la economía las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica así como regular la importación y exportación de energía eléctrica

**Aplicable a:** Generación, Distribución, Transmisión



Vigencia: 1998-03-04

### 3.2.5.- REGULACIONES

**Regulación CONELEC – 001/12: Auto generadores Petroleros, Mineros, o similares, ubicados en sistemas eléctricos no incorporados (CONELEC, 2012)**

Regula la participación de las empresas petroleras, Mineras o similares, a los cuales el Estado les ha otorgado una concesión y que por su ubicación, su demanda de servicio eléctrico no puede ser atendida por las empresas públicas de distribución

**Aplicable a:** Generación

**Vigencia:** 2012-03-15

**Regulación CONELEC -004/11: Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales. (CONELEC, 2012)**

Establece los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

Para los efectos de esta Regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional.

Para centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los siguientes precios expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por KWh., por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del Título Habilitante, para las empresas que hubieran suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre del 2012. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales.





CENTRALES	PRECIO
Centrales hidroeléctricas hasta 10 MW	7.17
Centrales hidroeléctricas mayores a 10 MW hasta 30 MW	6.88
Centrales hidroeléctricas mayores a 30 MW hasta 50 MW	6.21

**Cuadro 18 Precios Preferentes de Centrales Hidroeléctricas de hasta 50 MW**

Fuente: (CONELEC, 2012)

**Aplicable a:** Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista

**Vigencia:** 2011-04-14

**Regulación CONELEC – 003/11: Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración.** (CONELEC, 2012)

Define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables.

**Aplicable a:** Generación

**Vigencia:** Abril 14 de 2011

**Regulación CONELEC – 002/11: Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica.** (CONELEC, 2012)

Establece los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad, definidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

**Aplicable a:** Generación

**Vigencia:** Abril 14 de 2011

**Regulación CONELEC – 006/08: Regulación para la aplicación del Mandato Constituyente N° 15.** (CONELEC, 2012)



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Establece los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

**Aplicable a:** Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Gestión Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales.

**Vigencia:** Agosto 12 de 2008

### **Regulación CONELEC – 004/09: Regulación complementaria N° 2 para la aplicación del Mandato Constituyente N° 15. (CONELEC, 2012)**

Establece principios y parámetros regulatorios para el funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano y para el análisis de costos para la determinación de tarifas, considerando la participación de nuevas empresas y los principios establecidos en las regulaciones N° 006/08, y 013/08, aprobadas por el directorio del CONELEC

**Aplicable a:** Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Gestión Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales.

**Vigencia:** Agosto 06 de 2009

### **Regulación CONELEC – 008/08: Procedimientos para presentar, calificar y aprobar los proyectos FERUM. (CONELEC, 2012)**

Establece el procedimiento que permite al CONELEC, pre asignar recursos, calificar y aprobar los proyectos que presenten las empresas eléctricas que prestan el servicio de distribución y comercialización, que serán financiados por el Fondo de Electrificación Rural y Urbano – Marginal, FERUM; así como la elaboración del programa anual.

**Aplicable a:** Distribución

**Vigencia:** Octubre 23 de 2008

### **Regulación CONELEC – 009/08: Registro de Generadores Menores a 1 MW. (CONELEC, 2012)**



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Determina el procedimiento al que deben ajustarse los interesados en ejecutar proyectos de generación y aquellas centrales que se encuentren operativas, que sean menores a 1 MW de capacidad nominal instalada y que su operación no esté destinada para condiciones de emergencia, para cumplir con el Registro respectivo y su posterior funcionamiento en el Sistema

**Aplicable a:** Generación

**Vigencia:** Octubre 23 de 2008

**Regulación CONELEC – 001/02: Participación de los Auto productores con sus excedentes de Generación.** (CONELEC, 2012)

Regula la participación de los Auto productores con sus excedentes de generación en el mercado eléctrico mayorista

**Aplicable a:** Generación

**Vigencia:** Marzo 06 de 2002

## CAPÍTULO 4: MARCO TEÓRICO

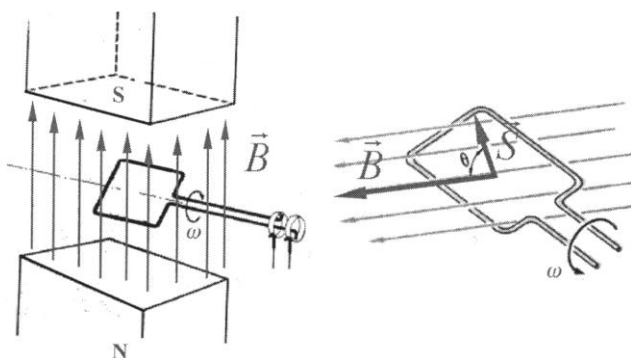
### 4.1.- PRINCIPIOS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

La corriente eléctrica es el flujo de carga por unidad de tiempo que recorre un material. Se debe al movimiento de los electrones en el interior de este material. En el Sistema Internacional de Unidades, se expresa en C/s (Culombios / segundo), unidad que se denomina Amperio. (Fundación Wikipedia Inc., 2001)

Una de las formas más usadas para la producción de energía eléctrica es a través de los “generadores” o también llamados “alternadores” (García-Mauricio, ND).

El principio de funcionamiento de un generador, de manera básica se puede describir como sigue:

- Una espira (bobina), gira impulsada por una fuerza externa (agua, motor, viento, etc.)
- Esta espira está colocada dentro de un campo magnético uniforme, creado por un imán
- Conforme gira la espira, el flujo magnético a través de ella cambia con el tiempo, induciéndose una fuerza electromotriz; y en caso de existir un circuito externo, circulará una corriente eléctrica.



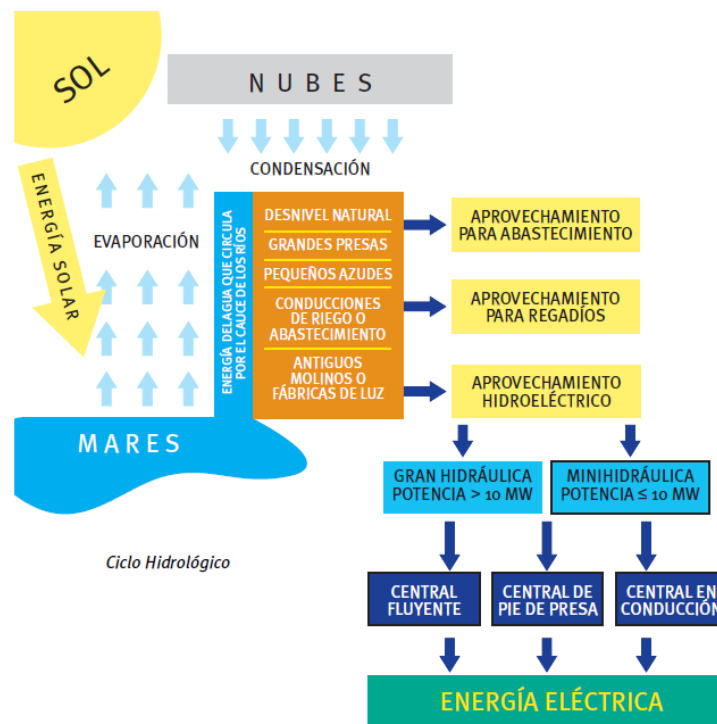
**Ilustración 4 Generación de electricidad**

Fuente: (García-Mauricio, ND)

#### 4.2.- GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

De acuerdo con (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006), El planeta Tierra está cubierto por agua en un 71%; la energía hidroeléctrica proviene directamente de la energía del sol, pues este es el responsable del ciclo hidrológico natural. La radiación del sol calienta la superficie terrestre, provocando la evaporación del agua, los vientos se encargan de transportar esta agua en forma de nubes a diferentes sitios del planeta, donde cae nuevamente en forma de lluvia y nieve.

Las centrales hidroeléctricas transforman la energía del agua en electricidad, aprovechando la diferencia de nivel existente entre dos puntos. Así, la energía contenida en el agua se transforma en energía mecánica que mueve la turbina y esta a su vez acciona el generador, transformando la energía mecánica en energía eléctrica



**Ilustración 5 Ciclo Hidrológico**

Fuente: (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

No existe una definición universal aceptada en cuanto se refiere a pequeñas centrales hidroeléctricas, dependiendo de las definiciones locales, el rango puede variar desde unos cuantos kilovatios, hasta centrales de 50 MW, aunque a nivel internacional se habla de pequeñas plantas hidroeléctricas básicamente en dos términos:

- Mini Centrales Hidroeléctricas, como aquellos proyectos con capacidad instalada entre 100 KW y 1 MW
- Micro Centrales Hidroeléctricas, aquellas con capacidad instalada menor a los 100 KW

Los límites aceptados por la Comisión Europea y por la UNIPED (Unión de Productores de electricidad), son de hasta 10 MW para mini centrales hidroeléctricas, aunque hay países europeos que pueden considerar límites tan bajos como 1.5 MW, y ciertos países latinoamericanos y China, que consideran el límite para una Mini Central Hidroeléctrica hasta los 30 MW. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

Sin embargo, la capacidad instalada, no siempre es un buen indicador del tamaño de un proyecto, pues como ejemplo podemos tomar a una central de bajo desnivel (low head), de 20 MW será todo menos una pequeña central, debido a los grandes volúmenes de agua que necesitaría, además de turbinas mucho más voluminosas, comparada con una central de la misma capacidad pero con un alto desnivel (high head).

Es necesario considerar además, que una mini o micro central hidroeléctrica, no es una central convencional a escala reducida, pues una turbina de algunos Kilovatios tiene un diseño completamente distinto a una de varios Megavatios; desde el punto de vista civil, una mini o micro central obedece a principios completamente distintos a las grandes centrales alimentadas por enormes embalses. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

Debido a la mayor desagregación de las centrales menores a un megavatio, en este estudio se ha considerado la clasificación de las centrales hidroeléctricas de acuerdo a su capacidad instalada conforme la clasificación de (IRENA, 2012) en:

- Gran-hidro: 100 MW o más de capacidad de alimentación en una red eléctrica general.
- Mediana-hidro: A partir de 20 MW a 100 MW casi siempre alimentan a una red
- Pequeñas centrales hidroeléctricas: de 1 MW a 20 MW por lo general alimentan a una red
- Mini-hidro: De 100 kW a 1 MW que pueden ser independiente, mini-red o conectadas a una red
- Micro-hidro: De 5 kW a 100 kW que suministrar energía a una pequeña comunidad o industria rural en zonas remotas lejos de la red.
- Pico-hydro: Desde unos pocos cientos de vatios hasta a 5 kW (de uso frecuente en zonas remotas lejos de la red).

La clasificación usada en algunos de los países con mayor capacidad instalada es:

	Small hydropower definition (MW)
Brazil	$\leq 30$
Canada	$< 50$
China	$\leq 50$
European Union	$\leq 20$
India	$\leq 25$
Norway	$\leq 10$
Sweden	$\leq 1.5$
United States	5-100

**Cuadro 19 Clasificación de las centrales hidroeléctricas por país**

Fuente: (IRENA, 2012)



La clasificación que usa el Sector eléctrico ecuatoriano es, (CONELEC, 2012):

- Grandes centrales hidroeléctricas: 50 MW o más de capacidad.
- Medianas centrales hidroeléctricas: entre 5 y 50 MW.
- Pequeñas centrales hidroeléctricas: entre 1 y 5 MW.
- Mini centrales hidroeléctricas: Menor a 1 MW

#### **4.2.1.- Tipos de Centrales Hidroeléctricas**

Las centrales hidroeléctricas estarán condicionadas a las características propias del lugar en donde serán emplazadas, por lo que las particularidades topográficas del terreno influirán directamente en las especificaciones de la obra civil y la selección del tipo de maquinaria a usar.

Según el tipo de emplazamiento de las centrales hidroeléctricas, se las puede clasificar en:

4.2.1.1.- Centrales de agua Fluyente (caudal fluyente): Son aquellas que captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y una vez utilizado lo devuelven al río. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

Dependiendo del lugar en donde será ubicada la central, será necesaria la construcción de los siguientes elementos:

- Azud
- Toma o Bocatoma
- Canal de derivación
- Cámara de carga
- Tubería forzada
- Casa de máquinas y equipamiento electromecánico
- Canal de descarga
- Subestación y línea eléctrica



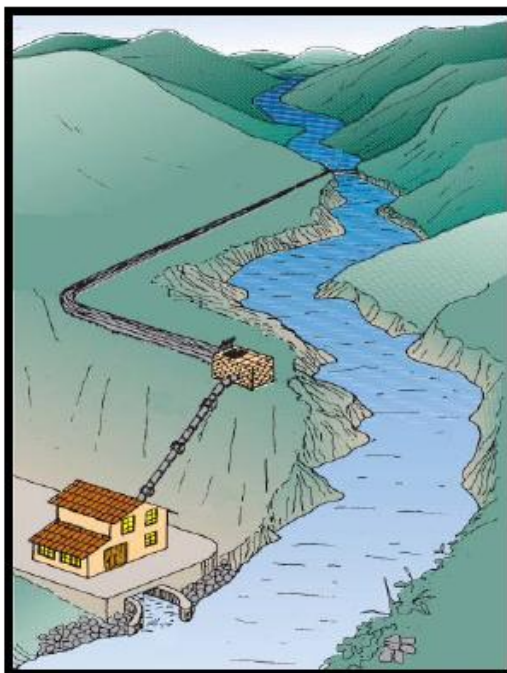


## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Una característica común a este tipo de centrales, es que estas dependen directamente de las condiciones hidrológicas de la región, pues estas no tienen capacidad de regulación, cuentan con un salto útil prácticamente constante y su potencia depende del caudal del río que las alimenta.

En ciertos casos se construye una pequeña presa en la toma de agua para regular su entrada al canal o a la tubería de derivación.

Otros casos que también se incluyen en este grupo, son las centrales que se ubican en el curso de un río, en el que se ha ganado altura mediante la construcción de un azud, sin necesidad de canal de derivación, cámara de carga, ni tubería forzada. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)



**Ilustración 6 Central de Caudal Fluyente**

Fuente: (Jaime Castellano, ND)



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

4.2.1.2.- Centrales de pié de presa (caudal retenido): Se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa. (Adeyanju, 2009)

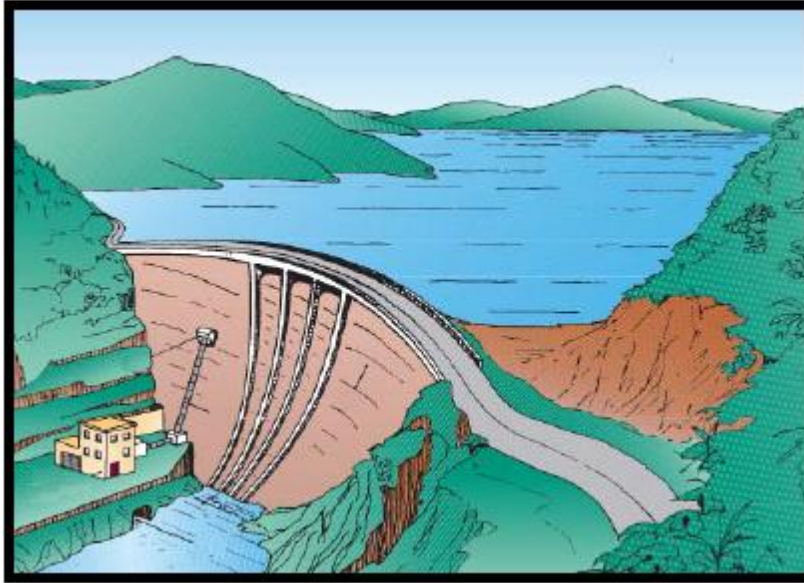
La principal característica de este tipo de centrales, es que cuentan con la capacidad de regulación de caudales de salida de agua, la misma que será turbinada en los momentos que se precise. Esta capacidad de controlar el volumen de producción se emplea para proporcionar energía durante las horas pico de consumo.

En las mini centrales hidroeléctricas el volumen de agua almacenada, suele ser pequeño, permitiendo generar energía eléctrica en ciertas horas del día, y llenando el embalse durante las horas de no producción.

En este grupo también se encuentran incluidas las centrales ubicadas en embalses destinados para otros usos, como riego, abastecimiento de agua para poblaciones, etc., turbinando los caudales excedentes de las mismas.

Las obras necesarias para este tipo de centrales son:

- Adaptación o construcción de las conducciones de la presa a la central
- Toma de agua con compuerta y reja
- Tubería forzada hasta la central
- Casa de máquinas y equipamiento electromecánico
- Subestación y línea eléctrica



**Ilustración 7 Central de Caudal Retenido**

Fuente: (Jaime Castellano, ND)

4.2.1.3.- Centrales en canal de riego o de abastecimiento: Dentro de este tipo de centrales, podemos distinguir dos variantes (Jaime Castellano, ND):

- Las que utilizan el desnivel existente en el propio canal, mediante la instalación de una tubería forzada paralela a la vía rápida del canal de riego, se conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente al curso normal del canal.
- Las que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central en este caso se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.

#### **4.3.- PARÁMETROS DE DISEÑO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

Para establecer la factibilidad inicial de un proyecto de instalación de una micro o mini central hidroeléctrica, es necesario considerar tres aspectos principales:

- Caudal del proyecto
- Salto neto
- Potencia a instalar.



### 4.3.1.- Caudal del Proyecto

El caudal se define como la cantidad de agua en movimiento por la corriente de la quebrada medida en galones por minuto (gal/min), litros por segundo (l/s), o metros cúbicos por segundo ( $m^3/s$ ). (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)

La precisión en la medición de los caudales es considerado como un factor relacionado directamente con la capacidad potencial del sistema a instalar, a que en base a estos datos se debe considerar que:

- El caudal de diseño siempre debe ser un porcentaje menor al caudal aforado
- El caudal de diseño determina el diámetro de la tubería de presión
- El caudal de diseño determina el diámetro de las boquillas

Es fundamental la elección del caudal de diseño adecuado para definir el equipamiento a instalar, de forma que la energía producida sea la máxima posible, en función de la hidrología; por tanto, el conocimiento del régimen hidrológico de la zona de emplazamiento del proyecto, es imprescindible para la determinación del caudal de diseño del proyecto.

Los datos se los debe tomar de estaciones de aforo previamente instaladas, o, en caso de que no existan estaciones de aforo en la cuenca en estudio, será necesario realizar una valoración hidrológica teórica, basada en datos de precipitaciones de la zona y aforos existentes de cuencas semejantes.

En todo caso, el mejor momento para medir el caudal será al final de la época seca, cuando las quebradas mantienen su caudal más reducido. (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)

#### 4.3.1.1.- Métodos de medición de caudales

Cuando se trata de la valoración del caudal que fluye por un río o una quebrada, con el objetivo de usarlo para la instalación de micro o mini centrales



hidroeléctricas, es recomendable el uso de equipos de precisión, y estudios de caudal que se remonten algunos años atrás, pero en caso de no contar con estas herramientas, podemos usar los siguientes métodos, que son reconocidos y ampliamente difundidos:

### **a. Método del recipiente**

Este es un método sencillo y preciso para medir caudales pequeños en lugares donde hay una tubería de salida o una caída natural apropiada para acomodar el recipiente. Consiste en medir el tiempo que gasta el agua en llenar un recipiente de volumen conocido, para lo cual, el caudal es fácilmente calculable con la siguiente ecuación:  $Q = V/t$ .

En donde “V” es el volumen de agua del recipiente (en litros o galones) y “t” es la duración de tiempo cronometrado (en segundos) en que se tarda en llenar el recipiente.

Con una cubeta de 20 l de capacidad se pueden aforar descargas menores a 10 l/s y con un barril común de 55 gal (+ 200 l de capacidad) se pueden medir caudales menores a 30 l/s. Si la descarga es mucho mayor que el recipiente, se forman turbulencias que afectan la precisión del método. En estos casos es mejor registrar el tiempo requerido para llenar el barril y después medir el volumen de agua captada con recipientes calibrados previamente y de menor tamaño para facilitar la extracción del agua contenida y asegurar una mayor precisión. (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)

### **b. Método del vertedor o vertedero**

Los vertedores son estructuras que se colocan opuestos a la corriente que se va a medir para crear una obstrucción parecida a una pequeña presa y hacer pasar toda el agua por la cresta de dimensiones preestablecidas, de manera que con una sola medición del espesor de la corriente sobre la cresta es posible estimar el caudal. La precisión del aforo depende del cuidado en instalar el vertedor y de hacer pasar toda el agua de la quebrada por el mismo.



Durante muchos años se hicieron numerosas investigaciones para calibrar las escotaduras de los vertedores comúnmente utilizados para medir el caudal especialmente en canales de irrigación y corrientes naturales de menor tamaño.

Los tipos de vertedores más conocidos son los rectangulares, trapezoidales o Cipoletti y los triangulares a  $90^\circ$  también conocidas como de escotadura en V. Estos últimos son los más comunes y pueden medir pequeños caudales con mayor precisión que un vertedor rectangular.

Por otra parte, con estructuras rectangulares se pueden aforar corrientes de mayor caudal. El tipo Cipoletti también es utilizado porque sus paredes verticales en forma de trapecio inclinados hacia afuera en relación vertical a horizontal 4:1 simplifican la formula y elimina el factor de corrección requerido en las mediciones con vertedor rectangular.

Los vertedores se colocan en posición transversal a la corriente que se va a medir y la cresta debe quedar por arriba del nivel natural del agua en la quebrada de manera que se forme una pequeña presa para que al salir del vertedor el agua caiga libremente como una cortina dejando un espacio de aire entre la cresta y el nivel de la corriente aguas abajo del vertedor. La medición del espesor de la carga de agua sobre la cresta ( $h$ ) se hace aguas arriba a una distancia mayor a  $4h$  para reducir el error.

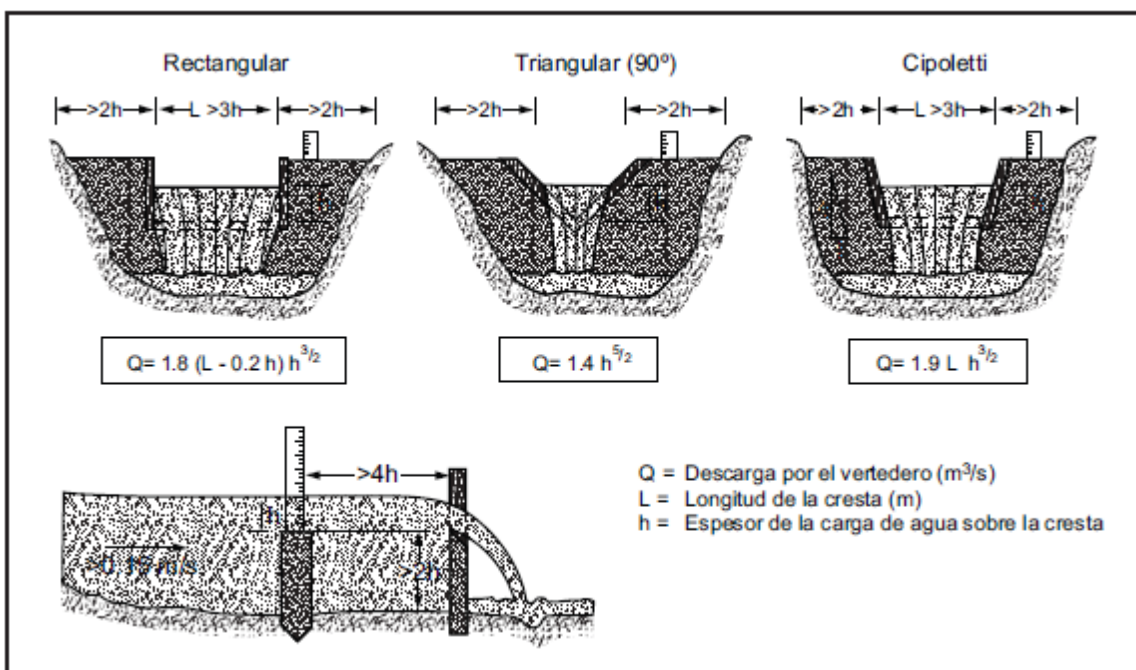
En el sitio de medición no debe haber obstrucciones de la corriente como bancos de arena, peñascos o malezas en las cercanías al vertedor y la cresta debe quedar exactamente a nivel en los rectangulares y Cipoletti. El tipo triangular usualmente forma un Angulo de  $90^\circ$  juntando dos lados inclinados  $45^\circ$  de la vertical.

Las ecuaciones para medir los caudales en todos los tipos de vertedor de cresta angosta son validas para  $h$  mayor a 5 cm y menores a 0.5 m. Los vertedores triangulares se pueden utilizar para medir caudales entre 5.0 y 100 l/s, lo que constituye un rango significativo para mediciones con un solo instrumento. Los vertedores rectangulares y Cipoletti se pueden usar para aforar corrientes mayores a 10 l/s hasta un incremento no mayor a 20 veces (200 l/s).



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Para utilizar las ecuaciones sin necesidad de utilizar factores de corrección, los vertedores se deben instalar aguas debajo de una poza de suficiente longitud y profundidad para que la corriente fluya lentamente hacia el vertedor, preferiblemente a velocidad inferior a 0.15 m/s. Aunque los detalles específicos sobre la construcción de un determinado vertedor pueden variar, es importante asegurar los contornos del mismo y sellarlos con tiras de plástico aguas arriba del vertedor fijado con arena, grava o piedras para que no sean arrastradas por la corriente. (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)



**Ilustración 8 Tipos de Vertederos**

Fuente: (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)

### c. Método del flotador

Este es un método sencillo y práctico para medir caudales con suficiente exactitud. Se busca un tramo de corriente recto en una distancia de 10 m o más, se marcan con estacas los puntos AA y BB y se tiende una cuerda entre las estacas. Como la sección transversal de la quebrada será distinta entre AA y BB. Se mide 5 veces o



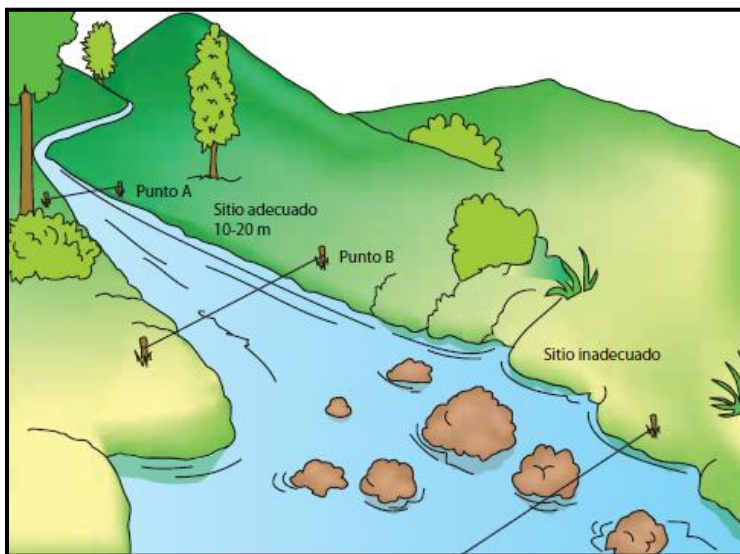
mas (siempre en números impares) la profundidad del agua a distancias iguales en el punto AA y se obtiene la profundidad promedio.

La sección transversal en  $m^2$  es la profundidad media multiplicado por el ancho de la corriente.

Se procede del mismo modo en el punto BB y se suman ambos valores para obtener la sección transversal media.

Después se encuentra la velocidad media de la corriente usando un flotador. Se deja que el flotador inicie unos metros arriba del punto AA y se comienza la lectura del cronometro cuando el flotador pasa justamente al lado de las estacas aguas arriba hasta que llega al punto BB. Se repite la prueba por lo menos 3 veces y se obtiene el tiempo promedio. Si una de las medidas difiere mucho de la anterior se hace una medida adicional y se descarta la medida inapropiada.

Para calcular el caudal se multiplica  $\bar{A}$  ( $m^2$ ) por  $V$  ( $m/s$ ) habiendo utilizado previamente los factores de corrección. El resultado será en  $m^3/s$ , para estimar el caudal en  $l/s$  se multiplica el resultado por 1000.



**Ilustración 9 Medición de la Velocidad en una Quebrada**

Fuente: (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)



**Factores de corrección.**

<b>Condiciones del sitio</b>	<b>Factor</b>	<b>Precisión</b>
Quebrada profunda y lenta	0.75	Razonable
Arroyo pequeño, de lecho parejo, liso	0.65	Mala
Arroyo rápido y turbulento	0.45	Muy mala
Arroyo pequeño, de lecho rocoso	0.25	Muy mala

**Cuadro 20 Factores de Corrección para el Cálculo de Caudales**

Fuente: (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)

Este método puede ser más exacto si se aumenta la distancia entre los puntos AA y BB a 20 m o más, cuando las condiciones del sitio lo permiten. (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)

Como se vio anteriormente, siempre que sea posible contar con la mayor cantidad de datos, es recomendable trabajar con ellos, pues estos nos darán una mayor precisión en la estimación del caudal del río o quebrada en estudio.

Cuando se cuentan con datos históricos de por lo menos un año, es recomendable crear la curva de caudales clasificados, que proporciona una valiosa información gráfica sobre el volumen de agua existente, el volumen turbinado y el volumen vertido por servidumbre, mínimo técnico o caudal ecológico. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

Para elaborar esta curva, hay que calcular los siguientes parámetros:

- QM: Caudal máximo alcanzado en el año o caudal de crecida.
- Qm: Caudal mínimo del año o estiaje.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Qsr: Caudal de servidumbre que es necesario dejar en el río por su cauce normal. Incluye el caudal ecológico y el necesario para otros usos. El caudal ecológico lo fija el Organismo de cuenca, si no se conociera, una primera estimación es considerarlo igual al 10% del caudal medio interanual.
- Qmt: Caudal mínimo técnico. Es aquel directamente proporcional al caudal de equipamiento con un factor de proporcionalidad “K” que depende del tipo de turbina.

$$Q_{mt} = K * Q_e$$

Para una primera aproximación, se tomarán los siguientes valores de “K”:

<b>TURBINAS</b>	<b>FACTOR DE PROPORCIONALIDAD</b>
turbinas PELTON	k = 0,10
turbinas KAPLAN	k = 0,25
turbinas SEMIKAPLAN	k = 0,40
turbinas FRANCIS	k = 0,40

### **Cuadro 21 Factor de Proporcionalidad Según el Tipo de Turbina**

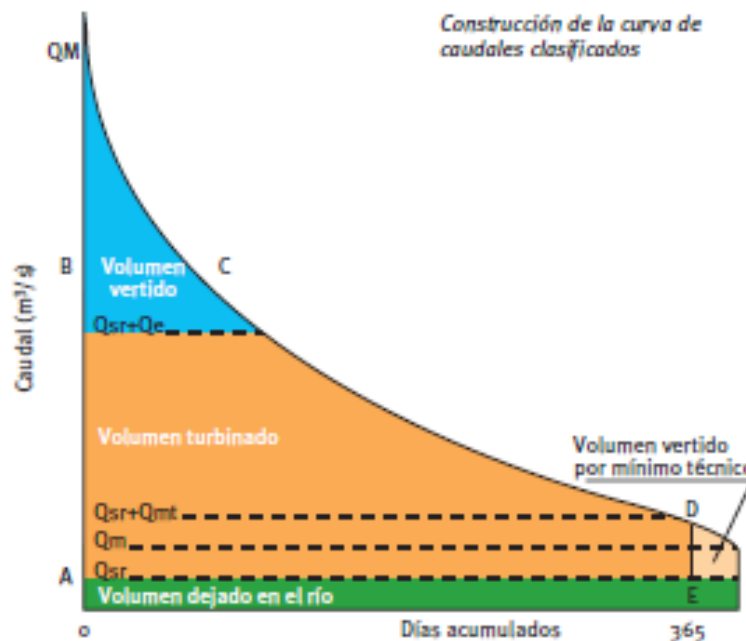
Fuente: (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

El caudal de equipamiento  $Q_e$  se elegirá de forma que el volumen turbinado sea máximo, es decir, el área encerrada entre los puntos A, B, C, D, E, A sea máxima (ver gráfico).

Otra forma de determinarlo es, una vez descontado el caudal de servidumbre a la curva de caudales clasificados, se elige el caudal de equipamiento en el intervalo de la curva comprendido entre el Q80 y el Q100, siendo el Q80 el caudal que circula por el río durante 80 días al año y el Q100 el que circula durante 100 días al año.

A veces no se elige el caudal que proporciona mayor producción, ya que hay que tener en cuenta otros factores como pueden ser: la inversión necesaria, instalaciones ya existentes que condicionan el caudal a derivar (por ejemplo,

canales, túneles, etc.). (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)



**Ilustración 10 Curva de Caudales Clasificados**

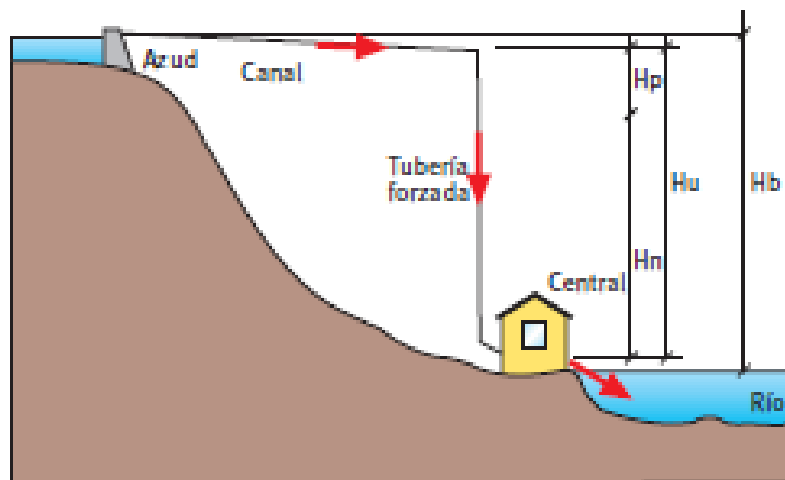
Fuente: (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

#### 4.3.2.- Salto Neto

Es de vital importancia el determinar el salto de agua, o diferencia de nivel que puede ser aprovechable para la instalación de la micro o mini central hidroeléctrica; para esto, se definirán los siguientes conceptos (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006):

- **Salto Bruto ( $H_b$ ):** Es la altura existente entre el punto de toma de agua del azud y el punto de descarga del caudal turbinado al río.
- **Salto Útil ( $H_u$ ):** es el desnivel existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina

- **Salto Neto ( $H_n$ ):** Es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones. Representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina.
- **Pérdidas de Carga ( $H_p$ ):** Son las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y sobre todo de la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar la dirección, el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc. Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y se calculan mediante fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos. En términos generales, las pérdidas de carga se pueden considerar en el orden del 5% al 10% del salto bruto.



**Ilustración 11 Esquema General de un Salto de Agua**

Fuente: (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

#### 4.3.3.- Potencia a Instalar

La potencia disponible que tendrá la central hidroeléctrica varía en función del caudal y el salto neto que han sido establecidos de acuerdo a las condiciones topográficas y meteorológicas de la zona donde se pretende instalar la misma.

Las turbinas convierten la presión del agua en energía mecánica en su eje, que puede ser usada para mover un generador eléctrico u otro tipo de maquinaria; la



potencia disponible es proporcional al producto de la altura y el caudal. La fórmula general para cualquier sistema hidráulico es (Paish, 2002):

$$P = \eta \rho g Q H$$

En donde:

**P**: Potencia mecánica producida en el eje de la turbina en W

**$\eta$** : Eficiencia hidráulica del equipo (turbina, generador, transformador)

**$\rho$** : Densidad del agua en Kg/m<sup>3</sup>

**g**: Aceleración de la gravedad 9.8 m/s<sup>2</sup>

**Q**: Caudal que pasa por la turbina en m<sup>3</sup>/s

**H**: Altura efectiva o salto neto en m.

Las mejores turbinas (con capacidades mayores a 1 MW), pueden tener una eficiencia hidráulica en rangos entre el 80% y 90% o incluso mayores, mientras que los sistemas para micro centrales están en el orden de 60% al 80% de eficiencia

En términos prácticos, para el caso de mini centrales hidroeléctricas, la eficiencia de la turbina puede considerarse de un 85%. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

Cuando se conozca la potencia, es posible calcular la producción media que tendrá la mini central hidroeléctrica, como el producto de la potencia por las horas de funcionamiento:

$$E(\text{KWh}) = 9.81 Q H T \eta \mu$$

En donde:

**E**: Producción media de la central en KWh

**Q**: Caudal que pasa por la turbina en m<sup>3</sup>/s



**H:** Altura efectiva o salto neto en m.

**T:** Número de horas de funcionamiento con H y Q fijos

**$\eta$ :** Eficiencia hidráulica del equipo (turbina, generador, transformador)

**$\mu$ :** Coeficiente de imponderables que refleja las pérdidas de energía debidas a mantenimiento, reparaciones de la central, disponibilidad de agua, etc.

#### **4.4.- Equipamiento de centrales hidroeléctricas**

Una pequeña central hidroeléctrica puede ser descrita en base a dos parámetros: El equipamiento civil, y el equipamiento electro mecánico.

##### **4.4.1 Equipamiento Civil.-**

Consiste básicamente en las obras de construcción requeridas para el funcionamiento de la central, las mismas que en términos generales serán:

- Las obras de desvío o reservorio que llevarán el agua hacia el canal, túnel o ingreso a la turbina
- La Casa de Máquinas, en donde estará alojado todo el equipamiento electromecánico
- El canal de salida o descarga, por donde regresará el agua a su fuente de origen (río)

##### **4.4.1.1.- Bocatoma**

Las bocatoma son obras hidráulicas cuya función es regular y captar un caudal determinado de agua para su uso en la micro o mini central hidroeléctrica.

Las bocatoma nos permiten tomar el agua de los ríos o quebradas, garantizando que la captación de agua será constante, a la vez cumple la función de impedir el ingreso de materiales sólidos gruesos y flotantes. Otra de las funciones de la bocatoma es la de proteger el resto del sistema de hidráulico del ingreso de avenidas o embalses que pudieran producirse en las épocas lluviosas y/o de crecientes extraordinarias.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

La ubicación más apropiada para una bocatoma es en tramos rectos y estables del río, dependiendo de la topografía, la geología, la capacidad portante de los suelos y, principalmente, de las variaciones hidrológicas del lugar que nos servirá de emplazamiento. (QUINTERO, 2009).

Las partes integrantes de una bocatoma son:

- Azud
- Soleras
- Muros laterales
- Canal colector
- Rejilla
- Cámara de recolección
- trampa de gravas

### **4.4.1.2.- Canal de Conducción**

El canal es una estructura hidráulica de forma, comúnmente, rectangular y artificialmente construida, que debido a su pendiente puede conducir agua de un lugar a otro.

Para definir las especificaciones del canal, primero se deberá determinar su longitud (L) y el material con el que estará hecho o revestido.

El diseño ideal para un canal se basa en considerar que la velocidad del agua debe ser tan alta como para asegurar que los sólidos en suspensión no se asienten en el fondo del canal y debe ser tan baja para asegurar que no se erosionen sus paredes laterales. Por tanto se recomienda que la velocidad oscile entre 0,7 y 2,0 m/s.

El desnivel en todo el canal deberá ser reducido entre 0,5% y 1% así se garantiza que las pérdidas sean mínimas. También hay que tener en cuenta que el canal debe tener una vida útil alta, por lo cual debe estar libre de sedimentación, contar con aliviaderos que protejan la obra de caudales de inundación.



Casi siempre se trata de conductos abiertos de sección muy diversa (rectangulares, trapezoidales, semicirculares o, muchas veces, de sección irregular). (QUINTERO, 2009)

#### **4.4.1.3.- Cámara de Carga**

Esta estructura hidráulica busca crear un volumen de reserva de agua que permita satisfacer las necesidades de las turbinas y garantizar la sumergencia del sistema de conducción de alta presión, manteniendo una altura de agua suficiente que evite, a toda costa, la entrada de aire a estos equipos de generación.

Las principales funciones de la cámara de carga o tanque de presión son:

- permitir la conexión entre el sistema de conducción y la tubería de presión.
- producir la sedimentación y eliminación de materiales sólidos que pudiera transportar el sistema de conducción, impidiendo de esta forma la entrada a la tubería de presión de materiales sólidos, de arrastre y flotantes.
- También debe desalojar el exceso de agua en las horas en que la cantidad consumida por las turbinas es inferior al caudal de diseño.

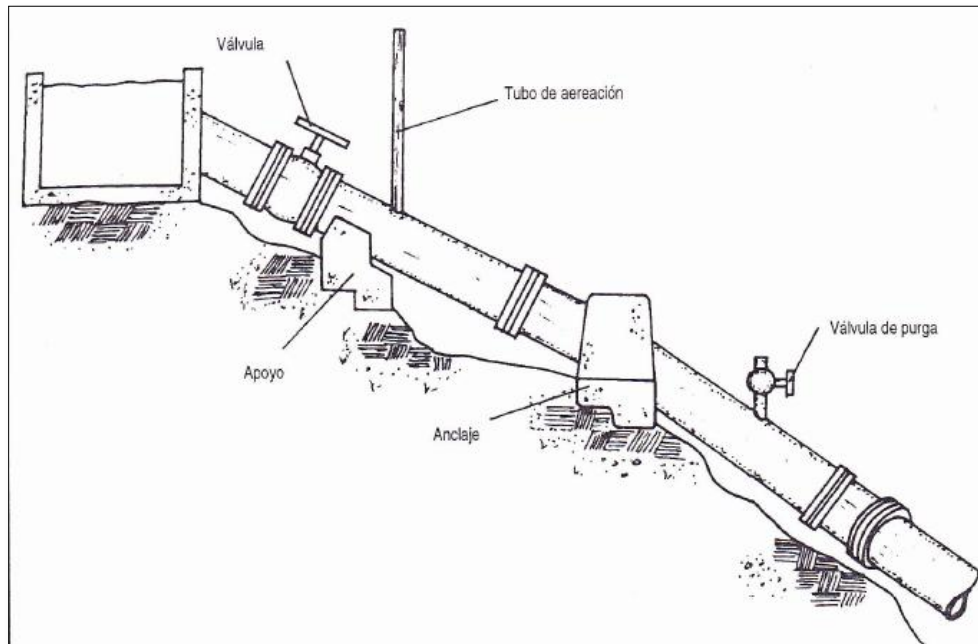
Estas obras deben tener una longitud y un ancho adecuados, sin ser demasiado voluminosos o caros. (QUINTERO, 2009)

#### **4.4.1.4.- Tubería de Presión**

Son tuberías que transportan agua bajo presión hasta la turbina, se conectan con la cámara de carga, para que desde allí empiece el sistema de conducción de alta presión.

Para la elección del material ideal para la tubería de presión de un proyecto se deberán analizar los resultados del estudio de geología y geotecnia, las inspecciones de campo llevadas a cabo, la presión de diseño, además, deberá considerarse el diámetro de la tubería, las pérdidas por fricción y el costo del tipo de material que la constituye. (QUINTERO, 2009)





**Ilustración 12 Esquema de la Tubería de Presión**

Fuente: (Intermediate Technology Development Group, 1995)

Debido a la importancia de la tubería de presión en el diseño de la micro o mini central hidroeléctrica, es necesario tomar muy en cuenta las siguientes pautas para su selección; (Intermediate Technology Development Group, 1995):

- Considerar las diferentes opciones de materiales disponibles, tomando en cuenta uniones, diámetros de tuberías, espesores de pared, sistemas de mantenimiento, etc.
- Calcular la pérdida de altura por fricción para los materiales y diámetros seleccionados.
- Calcular la posible presión adicional por golpe de ariete en caso de un cierre brusco del paso de agua a la tubería, y sumarla a la presión estática, que definirá los espesores de pared a ser usados.
- Diseñar los soportes, anclajes y uniones para la tubería de presión.
- Preparar una tabla de opciones, calculando el costo total de cada una.
- La selección del diámetro se hará tratando de obtener el menor costo y menores pérdidas de energía.



Los materiales que más comúnmente han sido usados para tuberías de presión son (Intermediate Technology Development Group, 1995):

- Acero comercial
- PVC
- Polietileno de alta densidad
- Hierro dúctil centrifugado
- Asbesto – cemento
- Resina poliéster con fibra de vidrio reforzado

#### **4.4.1.5.- Casa de Máquinas**

Es el emplazamiento donde se sitúa el equipamiento de la minicentral: turbinas, bancadas, generadores, alternadores, tableros eléctricos, tableros de control, etc.

La ubicación del edificio debe analizarse muy atentamente, considerando los estudios topográficos, geológicos y geotécnicos, y la accesibilidad al mismo. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

Por razones de seguridad y de resistencia estructural, el piso de la casa de máquinas debe quedar sobre el nivel del agua y se debe tomar como referencia el nivel más alto alcanzado por las quebradas durante la época de inundaciones, observando las marcas dejadas en los taludes. Por otra parte, la casa de máquinas debe quedar situada de manera que facilite la descarga del agua utilizada en la turbina nuevamente a la quebrada o río.

El canal de descarga que emerge de la casa de máquinas debe quedar protegido de la corriente principal y siempre se orienta con pendiente en el sentido aguas abajo de la quebrada para evitar acumulación de residuos durante los períodos de inundación o corriente alta. (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009).

El proyecto final del edificio va a depender del tipo de maquinaria que vaya a ser utilizado, que a su vez depende del caudal de equipamiento y del salto del



aprovechamiento. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

#### **4.4.1.6.- Elementos de cierre y regulación**

Para los casos en que es necesario parar la central, ya sea por mantenimiento programado, o por emergencia, es imprescindible la existencia de dispositivos que permitan el aislamiento de la turbina u otros equipos del sistema hidráulico. Entre los principales tenemos:

- **Ataguías.** Se emplean para cerrar el acceso de agua a la toma cuando es necesario realizar una limpieza de la instalación o reparaciones en las conducciones.
- **Compuertas.** En las centrales de pequeño salto se suelen emplear las compuertas verticales, que cortan el paso del agua a la minicentral, donde se encuentra la turbina.
- **Válvulas.** Pueden ser de compuerta, de mariposa o esférica. Las válvulas ofrecen una mayor fiabilidad que las compuertas, pero producen mayores pérdidas de carga y se utilizan principalmente en centrales donde el salto es considerable. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

#### **4.4.2 Equipamiento Electro Mecánico.-**

La energía cinética del agua que ingresa a la tubería de presión, se convierte en energía mecánica en el eje de una turbina. La energía mecánica es transferida a un generador eléctrico que, para mantener las condiciones de calidad exigidos al producto eléctrico, debe rotar a velocidad constante.

Para producir esta transferencia de energía es necesario, además de la turbina y el generador, en ciertas ocasiones, agregar dispositivos de conversión de velocidad de rotación entre el eje de la turbina y el del generador, y un sistema de regulación para adaptar la potencia hidráulica que se entrega con la potencia eléctrica que se demanda.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

El equipamiento electromecánico constituido por turbina, generador, convertidor de velocidad y sistema de regulación, se complementa con la instalación eléctrica de salida de la sala de máquina y un tablero de control con registros de tensión, frecuencia y energía suministrada a la red. (Muguerza, ND)

### **4.4.2.1.- Turbinas Hidráulicas**

Una turbina hidráulica es una turbomáquina hidráulica en la que el trabajo mecánico proviene de la variación de la cantidad de movimiento del agua al fluir a través de un sistema de álabes rotativos; en este sistema, denominado rodete, puede ocurrir una simple desviación del flujo de agua, o, en otros casos, una desviación y una aceleración de este flujo. (Intermediate Technology Development Group, 1995)

#### **Partes de una Turbina**

Una turbina hidráulica está constituida por los siguientes elementos fundamentales:

**El Distribuidor:** Es un elemento estático, pues no posee velocidad angular, y en él no se produce trabajo mecánico; sus funciones son, acelerar el flujo de agua, dirigir el agua hacia el rodete, y actuar como un órgano regulador de caudal.

**El Rodete:** es el elemento fundamental de las turbinas hidráulicas, consta de un disco provisto de un sistema de álabes animado por una cierta velocidad angular. La transformación de la energía hidráulica se produce en el rodete mediante la aceleración y desviación, o por simple desviación del flujo de agua a su paso por los álabes.

**Tubo de aspiración:** Elemento común en las turbinas de reacción, se instala a continuación del rodete, y cumple las funciones de recuperar la altura entre la salida del rodete y el nivel del canal de desagüe, y recupera una parte de la energía cinética correspondiente a la velocidad residual del agua a la salida del rodete.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Carcasa:** Tiene la función general de cubrir y soportar a las partes constitutivas de la turbina.

### **4.4.2.1.1.- Tipos de Turbinas Hidráulicas**

Las turbinas pueden clasificarse en dos grandes grupos:

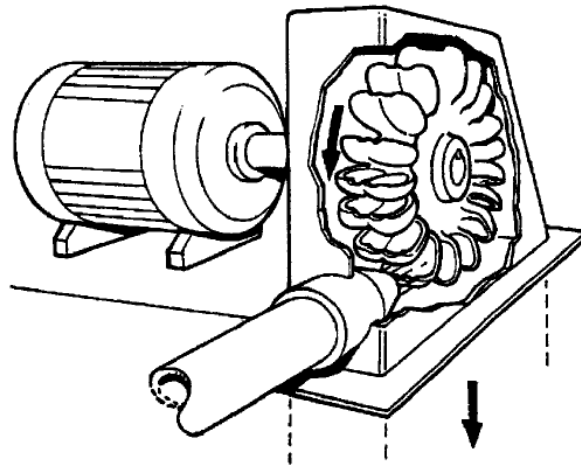
- Turbinas de acción o de impulso
- Turbinas de reacción

**Turbinas de acción o de impulso.-** Son aquellas que aprovechan únicamente la velocidad del flujo de agua para hacerlas girar. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006); Los álabes de las turbinas de acción operan en el aire, impulsadas por uno o varios chorros de agua a presión, el agua permanece a presión atmosférica tanto antes como después de hacer contacto con los álabes de la turbina. (Paish, 2002).

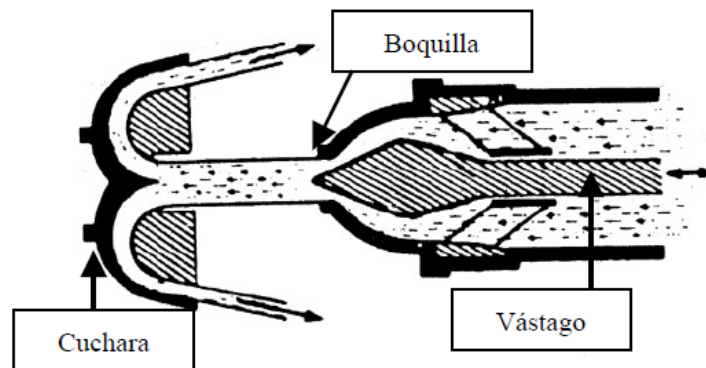
Los tipos más usados de turbinas de impulso son: turbinas Pelton, Turbinas Turgo y Turbinas Banki o de Flujo cruzado

**PELTON.-** Este tipo de turbinas se emplean en saltos elevados que tienen poco caudal. Está formada por un rodete (disco circular) móvil con álabes (cazoletas) de doble cuenco. El chorro de agua entra en la turbina dirigido y regulado por uno o varios inyectores, incidiendo en los álabes y provocando el movimiento de giro de la turbina. La potencia se regula a través de los inyectores, que aumentan o disminuyen el caudal de agua.

Estas turbinas tienen una alta disponibilidad y bajo costo de mantenimiento, además de que su rendimiento es bastante alto (superior al 90% en condiciones de diseño: presenta una curva de rendimiento bastante plana con un rendimiento superior al 80% para un caudal del 20% del nominal). (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

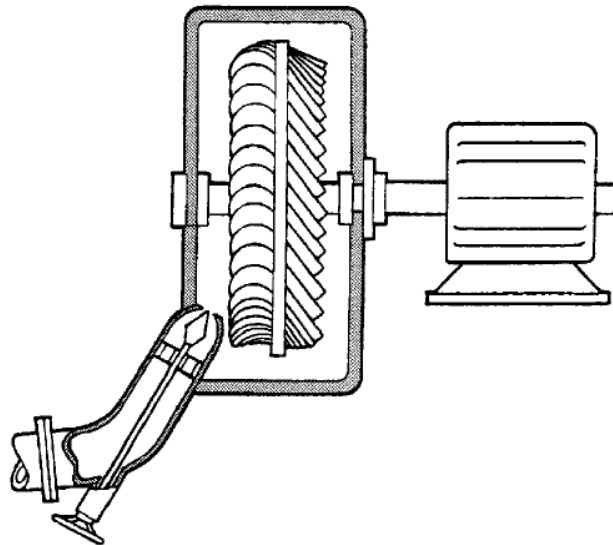
**Ilustración 13 Turbina Pelton**

Fuente: (Paish, 2002)

**Ilustración 14 Inyector para Turbina Pelton**

Fuente: (Muguerza, ND)

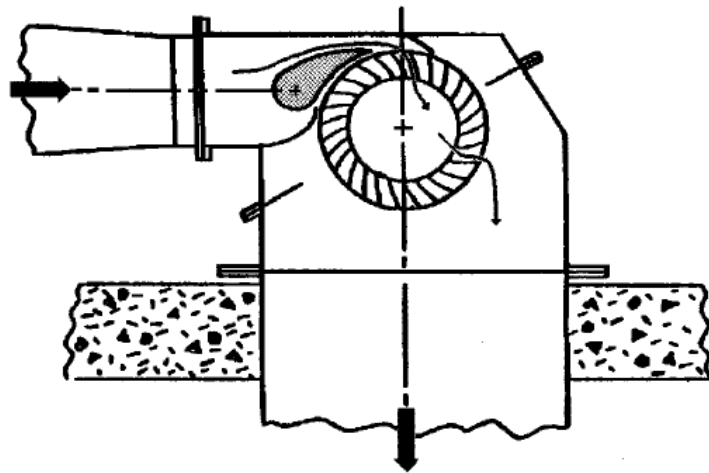
**TURGO.-** La turbina Turgo es similar a la Pelton, pero el chorro está diseñado para golpear el plano del álabe con un ángulo (típicamente  $20^\circ$ ) de modo que el agua entra en el álabe en un lado y sale por el otro. Por tanto, el flujo no se limita por la descarga del fluido, que interfiere con el chorro entrante (como en el caso de las turbinas Pelton). Como consecuencia, una turbina Turgo puede tener un álabe de diámetro más pequeño que una Pelton, para una potencia equivalente. (Paish, 2002)



**Ilustración 15 Turbina Turgo**

Fuente: (Paish, 2002)

**BANKI O DE FLUJO CRUZADO.-** La turbina de flujo cruzado, tiene un rotor de tipo tambor con un disco sólido en cada extremo y forma de canal 'slats' que une los dos discos. Un chorro de agua entra en la parte superior del rotor a través de las aspas curvadas, emergiendo en el otro lado del rotor mediante el paso a través de los álabes una segunda vez. La forma de las paletas o álabes es tal que en cada paso a través de la periferia del rotor el agua transfiere parte de su impulso, antes de caer con muy poca energía residual. (Paish, 2002)

**Ilustración 16 Turbina Banki**

Fuente: (Paish, 2002)

**Turbinas de reacción.-** Este tipo de turbinas cuentan con un diseño de rotor que permite aprovechar la presión que aún le queda al agua a su entrada para convertirla en energía cinética. Esto hace que el agua al salir del rotor tenga una presión por debajo de la atmosférica. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006). El rotor de las turbinas de reacción se encuentra completamente inmerso en el agua, y está encerrado en una cámara de presión; Los álabes del rodete están perfilados por lo que las diferencias de presión a través de ellos imponen fuerzas de elevación, similar a las alas de los aviones, lo que causa que el alabe rote. (Paish, 2002)

Las turbinas de reacción más utilizadas son las Francis y la turbina de hélice (Kaplan, semi Kaplan y sus variantes). La mayoría de estas turbinas se componen casi siempre de los siguientes elementos:

- **Carcasa o caracol.** Estructura fija en forma de espiral donde parte de la energía de presión del agua que entra se convierte en energía cinética, dirigiendo el agua alrededor del distribuidor.
- **Distribuidor.** Lo componen dos coronas concéntricas; el estator (corona exterior de álabes fijos) y el rotor (corona de álabes móviles).

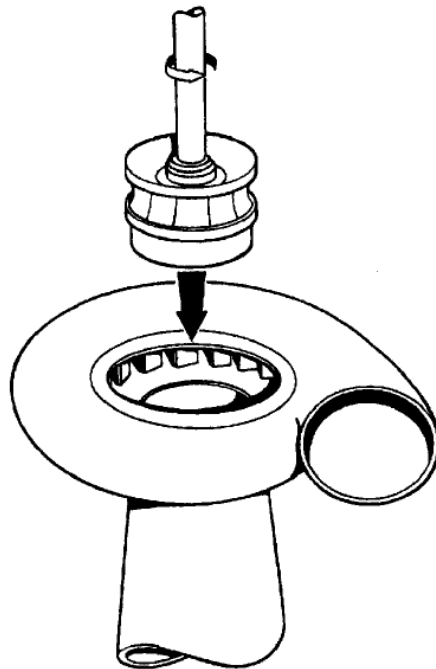


- **Rodete.** Es un elemento móvil que transforma la energía cinética y de presión del agua en trabajo.

- **Difusor.** Tubo divergente que recupera parte de la energía cinética del agua.

**FRANCIS.-** Esta turbina se adapta muy bien a todo tipo de saltos y caudales, y cuenta con un rango de utilización muy grande. Se caracteriza por recibir el fluido de agua en dirección radial, y a medida que ésta recorre la máquina hacia la salida se convierte en dirección axial.

El rendimiento de las turbinas Francis es superior al 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite variaciones de caudales entre el 40% y el 105% del caudal de diseño, y en salto entre 60% y el 125% del nominal. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)



**Ilustración 17 Turbina Francis**

Fuente: (Paish, 2002)



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

**TURBINAS HÉLICE, SEMIKAPLAN Y KAPLAN.**- Las instalaciones con turbina hélice se componen básicamente de una cámara de entrada abierta o cerrada, un distribuidor fijo, un rodete con 4 ó 5 palas fijas en forma de hélice de barco y un tubo de aspiración.

Las turbinas Kaplan y Semikaplan son variantes de la Hélice con diferentes grados de regulación. Ambas poseen el rodete con palas ajustables que les proporciona la posibilidad de funcionar en un rango mayor de caudales.

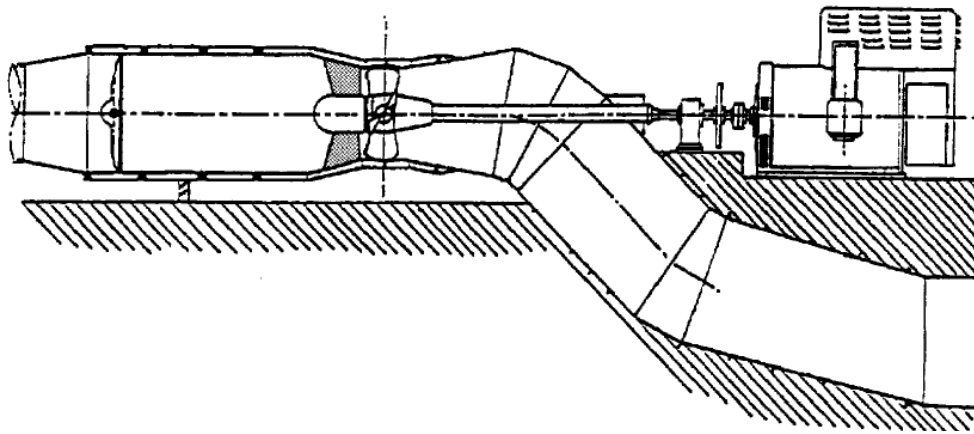
La turbina Kaplan incorpora un distribuidor regulable que le da un mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a cambio de una mayor complejidad y un coste más elevado.

El rendimiento es de aproximadamente el 90% para el caudal nominal y disminuye a medida que nos alejamos de él. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

Turbinas tipo hélice son similares en principio a la hélice de un buque, pero que opera en modo invertido.

Existen varias configuraciones de las turbina de hélice, una característica es que para una buena eficiencia, al agua hay que darle un efecto remolino antes de entrar en el rodete de la turbina. Con un buen diseño el remolino es absorbido por el rodete y el agua que emerge, fluye directamente en el tubo de aspiración con poco momento angular residual

Los métodos para la adición de remolino de entrada incluyen el uso de un conjunto de álabes guía, fijos montados aguas arriba del corredor. Otro método consiste en formar un alojamiento tipo 'concha de caracol' para el corredor en el que el agua entra tangencialmente y se ve obligado a girar hacia corredor. (Paish, 2002)



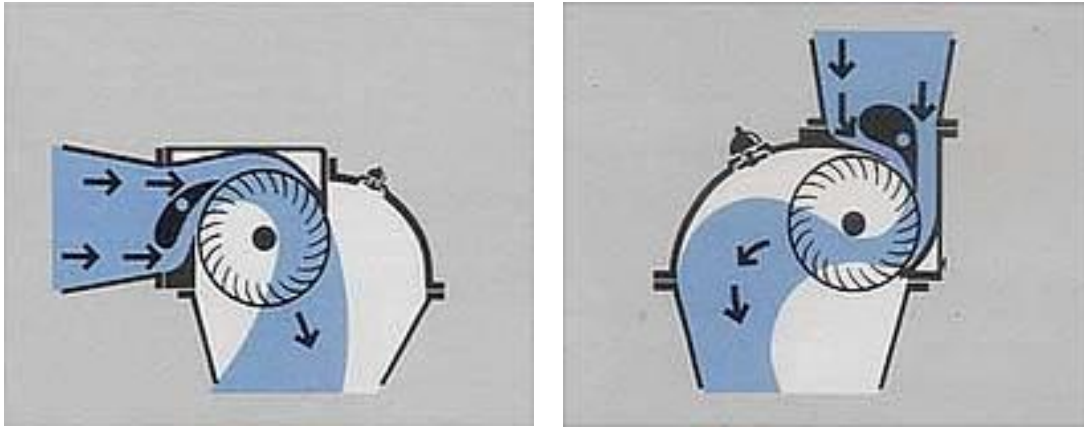
**Ilustración 18 Turbina de Hélice**

Fuente: (Paish, 2002)

**TURBINAS OSSBERGER.-** Las turbinas OSSBERGER son adaptadas individualmente a las condiciones de servicio (caída/caudal) existentes en un determinado salto de agua.

La turbina OSSBERGER es una turbina de libre desviación, de admisión radial y parcial. Debido a su número específico de revoluciones cuenta entre las turbinas de régimen lento. El distribuidor imprime al chorro de agua una sección rectangular, y éste circula por la corona de paletas del rodete en forma de cilindro, primero desde fuera hacia dentro y, a continuación, después de haber pasado por el interior del rodete, desde dentro hacia fuera.

En la práctica, este sentido de circulación ofrece además la ventaja de que el follaje, hierba y lodos que durante la entrada del agua se prensan entre los álabes, vuelven a ser expulsados con el agua de salida - ayudados por la fuerza centrífuga después de medio giro del rodete. De esta manera no puede atascarse nunca este rodete de limpieza automática. (OSSBERGER GmbH + Co, 2012)



**Ilustración 19 Turbina Ossberger**

Fuente: (OSSBERGER GmbH + Co, 2012)

#### **4.4.2.1.2.- Rangos de utilización de los distintos tipos de Turbinas**

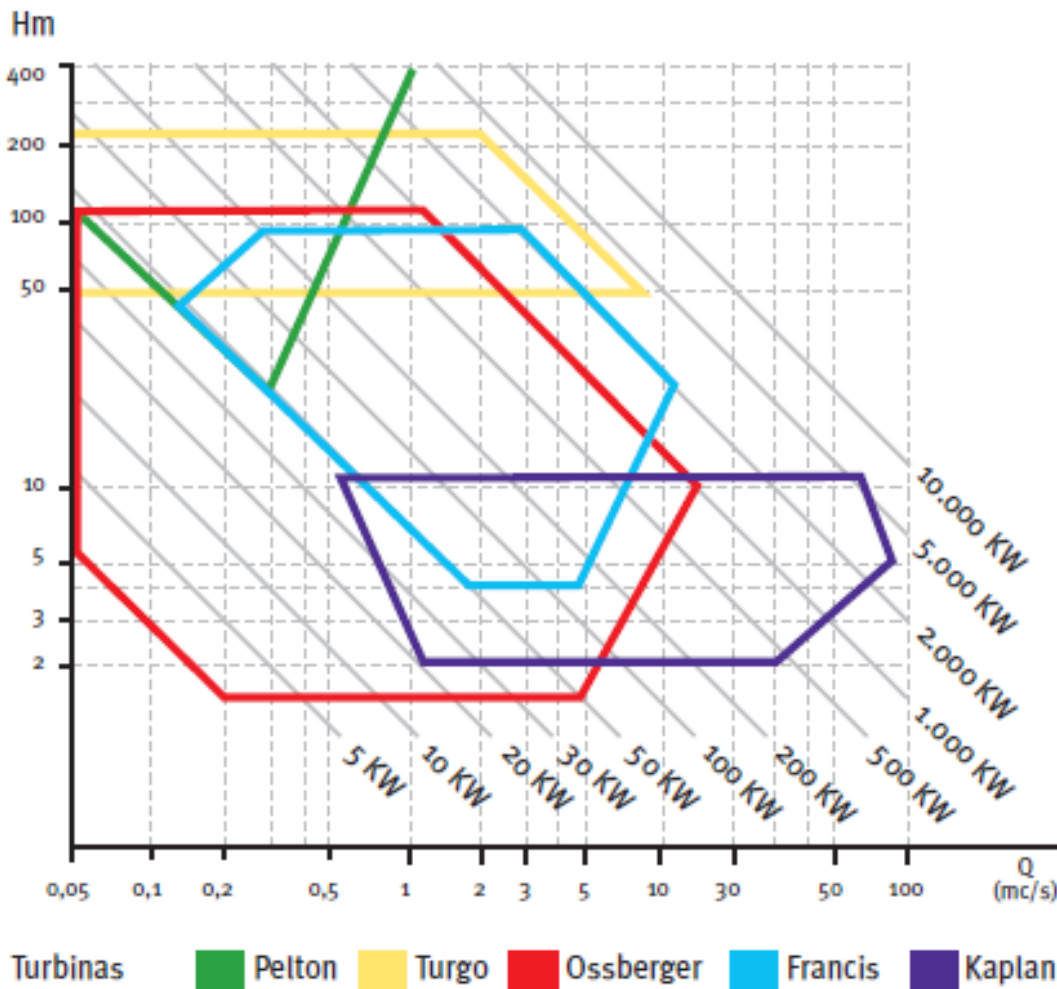
De acuerdo a las características propias de cada proyecto, es necesario relacionar los diferentes parámetros de diseño: Salto (grande o pequeño), caudal (constante o variable; grande o pequeño), para determinar el tipo adecuado de turbina a usar.

También es necesario tomar en cuenta las curvas de rendimiento de cada tipo de turbina, las mismas que varían de acuerdo a la variación de caudal y altura de la caída de agua.

En términos generales podríamos decir que según sean las condiciones se puede elegir de acuerdo a:

- **Kaplan.** Saltos pequeños y caudales variables.
- **Francis.** Saltos más elevados y variaciones de caudal moderadas.
- **Pelton.** Grandes saltos, independientemente de la variación de caudal.
- **Ossberger.** Saltos variables y caudales moderados

Ya, para la decisión final, será necesario recurrir a las tablas propias de cada fabricante, pero una buena idea del tipo de turbinas a elegir la obtenemos del siguiente cuadro:



**Ilustración 20 Cuadro para Selección de Turbinas**

Fuente: (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

#### 4.4.2.2.- Generador

El generador o también llamado Alternador, es la máquina que transforma toda la potencia mecánica provista por la turbina en electricidad; basa su funcionamiento en la inducción electromagnética.

El principio de su funcionamiento se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Los parámetros principales de un generador son potencia, tensión, frecuencia de rotación, y coeficiente de rendimiento.

- La potencia nominal de un alternador es una potencia activa (real) medida en KW, relacionada con la potencia total (aparente) por medio de la siguiente relación:  $N_G = S \cos \varphi$ , en donde  $\cos \varphi$  es el coeficiente de la potencia del alternador, adoptado entre 0.8 y 0.85 para pequeñas centrales.
- La potencia eléctrica total del alternador es:  $S = \sqrt{3}UI(kVA)$ ; donde  $I$  es la corriente física del estator,  $U$  la tensión lineal en la salida, en kV.
- La frecuencia síncrona de rotación del generador se determina por la fórmula  $n = \frac{60f}{P}$ ; en donde  $f$  es la frecuencia y  $P$  es el número de pares de polos del alternador. (Sardón, Santos, Antonio Crespo, Francisco, & Hernandez, 2003)

Los generadores horizontales de serie tienen generalmente una alta frecuencia de rotación, propia de las turbinas de poca potencia y grandes alturas de carga: 250, 500, 750, 1000 y 1500 rpm.

Las turbinas de bajas alturas de carga poseen una frecuencia de rotación menor, entre 125 y 300 rpm. En tales casos, para incrementar la similar en el generador, a menudo se emplea una transmisión de incremento (multiplicador) entre la turbina y el generador. Esto permite reducir las dimensiones y el costo del generador; sin embargo el empleo de multiplicadores eleva las pérdidas en los grupos y reduce su coeficiente de rendimiento en un 3 a un 5 %.

Para alternadores se han establecido las siguientes tensiones estándar: 0.4, 0.66, 3.15, 6.3, 10.5, y 13.8 kV. En caso de trabajo de una pequeña central en la red local, la tensión del generador se adopta como 6.3 o 10.5 kV.; para generadores muy pequeños (con potencia menor a 250 kW.), la tensión toma el valor de 0.4 kV. El coeficiente de rendimiento del generador a plena carga alcanza 0.96 – 0.97, y con carga parcial un tanto menos; en este coeficiente se incluyen las pérdidas



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

electromagnéticas, mecánicas, y de ventilación en la máquina. (Sardón, Santos, Antonio Crespo, Francisco, & Hernandez, 2003)

Los componentes más importantes de un generador son:

**a. El rotor o inductor móvil;** Su función es generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina, a su vez está compuesto por otros elementos como los campos o polos electromagnéticos, ejes y aisladores. Es la parte giratoria e impulsada directamente por las bandas de las poleas de la turbina. La velocidad de operación nominal generalmente es de 1,800 RPM en generadores monofásicos de baja potencia.

**b. El estator;** Es la parte del generador que permanece fija sujeta a la carcasa.

**c. El anillo colector;** o rozante, sirve para transferir la corriente continua que se genera en una parte estática o estacionaria, hacia el rotor y así magnetizarlo o excitarlo.

**d. Diodos rectificadores;** sirven para obtener la corriente continua necesaria para magnetizar el rotor. Existen diseños de sistemas de excitación con diodos rotativos, donde se eliminan los anillos rozantes, ya que la corriente continua se la obtiene mediante la rectificación dentro del rotor mismo.

En centrales menores de 1000 KW la tensión de trabajo del generador es de 400 ó 660 voltios. Para potencias más elevadas la generación se produce en media Tensión (3.000, 5.000 ó 6.000 voltios). (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

El generador puede ser de dos tipos: síncrono o asíncrono.

### **4.4.2.2.1.- Síncrono**

En este tipo de generador la conversión de energía mecánica en eléctrica se produce a una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo, que viene dada por la expresión

$$N_s = 60 \cdot f / p$$



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Ns** = velocidad de sincronismo expresada en r.p.m.

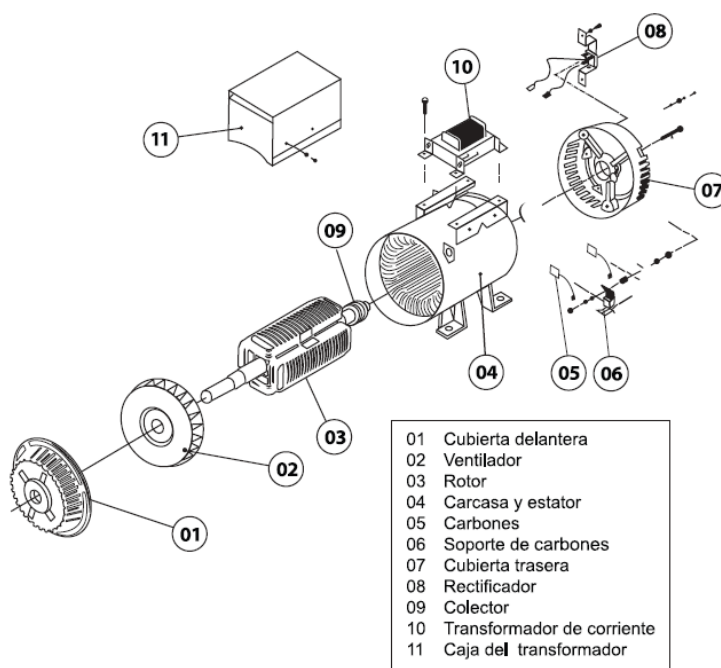
**f** = frecuencia en Hz (60 Hz en Ecuador)

**p** = número de pares de polos del generador

Las bobinas arrolladas crean el campo magnético en los polos del rotor. Para que esto ocurra, por estas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua. Para producir esta corriente continua pueden emplearse diferentes sistemas de excitación:

- Autoexcitación estática. La corriente proviene de la propia energía eléctrica generada, previamente transformada de alterna en continua.
- Excitación con diodos giratorios. Se crea una corriente alterna invertida, con polos en el estator y se rectifica por un sistema de diodos, situado en el eje común.
- Excitación auxiliar. La corriente necesaria se genera mediante un dinamo auxiliar regulada por un reóstato.

### DIAGRÁMA DE UN GENERADOR



**Ilustración 21 Diagrama de un Generador**

Fuente: (Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras, 2009)





#### **4.4.2.2.1.- Asíncrono**

Debido a la simplicidad, robustez y bajo costo de los clásicos motores eléctricos, éstos han venido utilizándose como generadores eléctricos sobre todo en centrales de pequeña potencia.

Para ello es necesario que el par mecánico comunicado al rotor produzca una velocidad de giro superior a la de sincronismo.

Este exceso de velocidad produce un campo giratorio excitador. Es importante que la diferencia entre las velocidades de funcionamiento y la de sincronismo sea pequeña, para reducir las pérdidas en el cobre del rotor.

El generador toma la corriente de la red para la creación del campo magnético. También es necesaria la colocación de una batería de condensadores que compense la energía reactiva generada.

El uso de este tipo de generadores no precisa regulador de velocidad en la turbina. Para arrancar el grupo se abre el distribuidor de la turbina hasta que se llega a una velocidad superior a la de sincronismo (aunque próxima a la misma) y en este momento se conecta a la red por medio de un interruptor automático.

#### **4.4.2.3.- Equipamiento Eléctrico**

El equipamiento eléctrico es necesario, ya que será el encargado de la transformación de la tensión a los niveles requeridos por la red, de la medición de los diferentes parámetros de la corriente eléctrica, de la conexión a la línea de salida y de la distribución de la energía.

##### **4.4.2.3.1.- Transformador de Tensión**

Es uno de los elementos fundamentales de este equipamiento. Dependiendo de la tensión de trabajo del generador, la transformación puede ser baja/media o media/alta tensión. El objetivo es elevar la tensión al nivel de la línea existente para permitir el transporte de la energía eléctrica con las mínimas pérdidas posibles.



El transformador debe contar con un sistema de refrigeración que puede lograrse por convección natural o por circuito cerrado de aceite o silicona. Atendiendo a sus características constructivas existen varios tipos, entre los que cabe destacar los siguientes:

- **Transformador encapsulado seco.** Normalmente se instalan en el interior del edificio de la central, minimizando la obra civil asociada a la subestación. Presenta una menor capacidad de evacuación del calor de pérdidas por lo que es importante tener en cuenta en el diseño un sistema de refrigeración, mediante circulación de aire natural o forzado. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

- **Transformador en aceite.** Requieren la construcción de un cubeto para prever la recogida de aceite ante una fuga o derrame. Al estar sumergido en aceite y disponer de sistemas de radiadores para la evacuación del calor de pérdidas pueden alcanzar mayores potencias nominales que los secos. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

#### **4.4.2.3.2.- Otros Equipos Eléctricos**

Los equipos eléctricos necesarios se localizan en cuadros eléctricos dentro de la casa de máquinas, y básicamente son:

- **Disyuntores y seccionadores**, que se emplean para la conexión y desconexión a la red.

- **Transformadores de medida**, tanto de tensión como de intensidad, que regulan los valores de estas magnitudes en diversas partes de la instalación.

- **Transformadores de equipos auxiliares**, que suministran la tensión adecuada para el correcto funcionamiento de los equipos.

- **Pararrayos o auto válvulas**, que actúan como descargadores a tierra de las sobre intensidades que se producen. (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

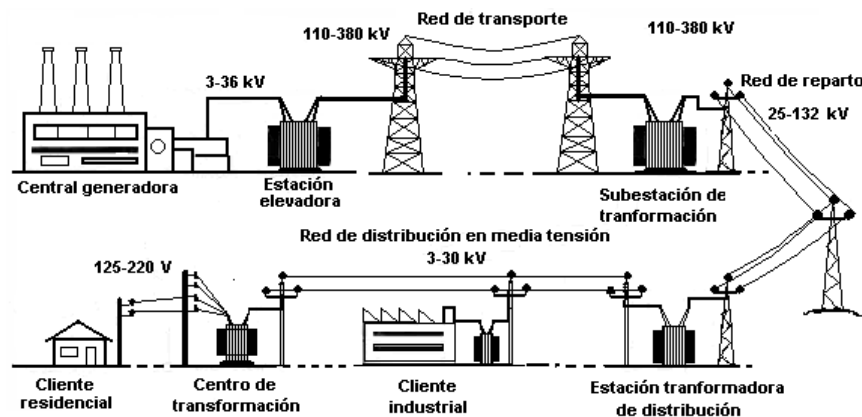
#### 4.4.2.3.3.- Línea Eléctrica

La línea eléctrica necesaria para transportar la energía producida hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución es otro de los puntos importantes a la hora de diseñar y presupuestar el proyecto.

El costo de esta línea puede encarecer notablemente el proyecto, dependiendo de su longitud y de la orografía del terreno.

Las características de la red que hay que conocer son:

- Frecuencia. Dato conocido de partida (60 Hz).
- Tensión. Los valores normalizados en el país, varían desde 13.8 kV, 22kV, 69 kV, 138 kV, hasta 230 kV, dependiendo de las condiciones de conexión. La tensión nominal de la red existente tiene mucha importancia ya que implica una transformación al mismo nivel, que puede suponer un costo elevado si se estuviera condicionado a conectar a una línea de alta tensión.



**Ilustración 22 Sistema de Distribución de Energía**

Fuente: (Fundación Wikipedia Inc., 2001)

#### 4.4.2.3.- Sistemas de Regulación

Existen dos sistemas básicos para mantener los parámetros eléctricos del sistema dentro del rango admisible de calidad.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Regulación por Carga**, consiste en mantener carga constante, ya sea durante todo el tiempo de operación o en escalones de carga constante durante períodos horoestacionales. De este modo, si el generador ve una carga constante, no se producirá variación de tensión y frecuencia.

**Regulación por Caudal**, cuando la carga que ve el generador es variable, es la turbina la que debe suministrar una potencia variable durante la operación. La variación de la potencia de la turbina se obtiene variando el caudal de agua que ingresa al rotor, ya que la altura de carga es fija.

La adopción de uno u otro método de regulación depende de la abundancia o escasez del recurso hídrico y la curva de carga del sistema.

Si el recurso hídrico es escaso es conveniente regular por caudal, para hacer óptimo el aprovechamiento del mismo. (Muguerza, ND)

### ***4.4.2.4.- Instalación Eléctrica de Salida***

Para estas obras los criterios de diseño son los que se aplican normalmente en redes rurales.

Si la micro central hidroeléctrica se encuentra en una ubicación tal que la totalidad de la carga está distribuida en un radio de 1.5 – 2 km. desde la sala máquina, resultará conveniente diseñar el sistema totalmente en baja tensión.

Si, como frecuentemente ocurre la carga se encuentra distribuida en un radio de varios kilómetros, será necesario transferirla en media tensión, ya sea con líneas monofásicas o trifásicas.

Como todo sistema de distribución rural el mismo deberá equiparse con los correspondientes elementos de maniobra, de puesta a tierra y de protección. (Muguerza, ND)

## CAPÍTULO 5: SELECCIÓN DE UN ÁREA COMO CASO DE ESTUDIO

### 5.1.- Generalidades del Área de Estudio.

Azuay es una provincia localizada al sur del Ecuador, en la cordillera de los Andes a su vez localizada en la Región Interandina o Sierra, en su parte austral. Al norte limita con la provincia de Cañar, al sur con las provincias de El Oro y Loja, al este con las provincias de Morona Santiago y Zamora Chinchipe, y al oeste con la provincia de Guayas.

Su capital es la ciudad de Cuenca llamada la "Atenas del Ecuador" con aproximadamente 330.000 habitantes en el área urbana (INEC, 2012). En esta provincia se encuentra la central hidroeléctrica Paute Molino, en el río Paute, que además de los proyectos Mazar y Sopladora, la convierten en la principal abastecedora de electricidad al país. (Fundación Wikipedia Inc., 2001)

#### UBICACIÓN DE LA PROVINCIA DEL AZUAY DENTRO DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR



**Ilustración 23 Ubicación de la Provincia del Azuay**

Fuente: desarrollo propio



La provincia del Azuay está conformada por 15 cantones y por 27 parroquias urbanas y 60 parroquias rurales. (Fundación Wikipedia Inc., 2001)

	Cantón	Pob. (2010)	Área (km <sup>2</sup> )	Cabecera Cantonal
	<u>Camilo Ponce Enríquez</u>	21.998	644	<u>Camilo Ponce Enríquez</u>
	<u>Chordeleg</u>	12.577	105	<u>Chordeleg</u>
	<u>Cuenca</u>	505.585	3.086	<u>Cuenca</u>
	<u>El Pan</u>	3.036	132	<u>El Pan</u>
	<u>Girón</u>	12.607	347	<u>Girón</u>
	<u>Guachapala</u>	3.409	41	<u>Guachapala</u>
	<u>Gualaceo</u>	42.709	347	<u>Gualaceo</u>
	<u>Nabón</u>	15.892	636	<u>Nabón</u>
	<u>Oña</u>	3.583	295	<u>Oña</u>
	<u>Paute</u>	25.494	267	<u>Paute</u>
	<u>Pucará</u>	10.052	848	<u>Pucará</u>
	<u>San Fernando</u>	3.993	142	<u>San Fernando</u>
	<u>Santa Isabel</u>	18.393	781	<u>Santa Isabel</u>
	<u>Sevilla de Oro</u>	5.889	314	<u>Sevilla de Oro</u>
	<u>Sígfig</u>	26.910	657	<u>Sígfig</u>

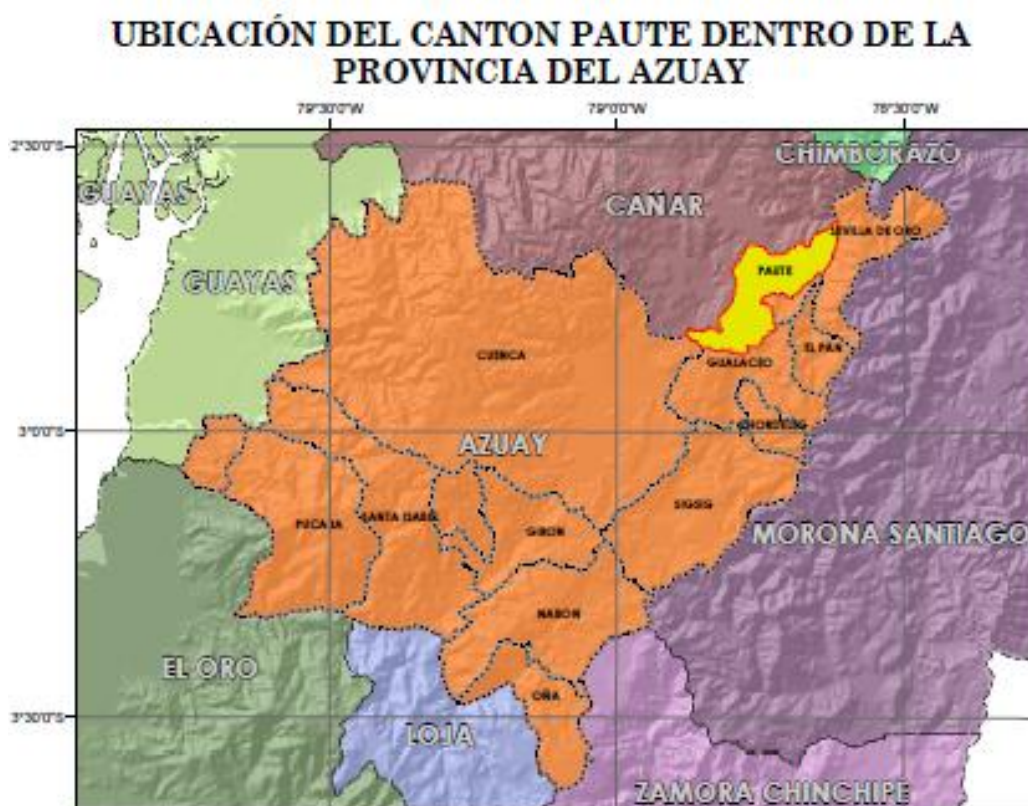
**Cuadro 22 Cantones de la Provincia el Azuay**

Fuente: (Fundación Wikipedia Inc., 2001)

La parroquia Dug Dug es una de las 60 parroquias rurales, se encuentra localizada dentro del cantón Paute, a aproximadamente 5 km al noreste de la cabecera cantonal

Se ha seleccionado a la parroquia Dug Dug como caso de estudio por varias razones, siendo las más importantes:

- Esta parroquia fue una de las pioneras en el aprovechamiento hidroeléctrico en el Austro del país, contando con una micro central que proveía de energía al cantón Paute, la misma que en la actualidad se encuentra en abandono.
- La junta parroquial de Dug Dug ha dado muestras de interés en rehabilitar la micro central con fines comunitarios y turísticos
- Es una parroquia que evidencia ciertas necesidades prioritarias de desarrollo, como es el caso de la educación, alumbrado público y la misma cobertura eléctrica (con indicadores más bajos que en el resto de la provincia del Azuay)



**Ilustración 24 Ubicación del Proyecto**

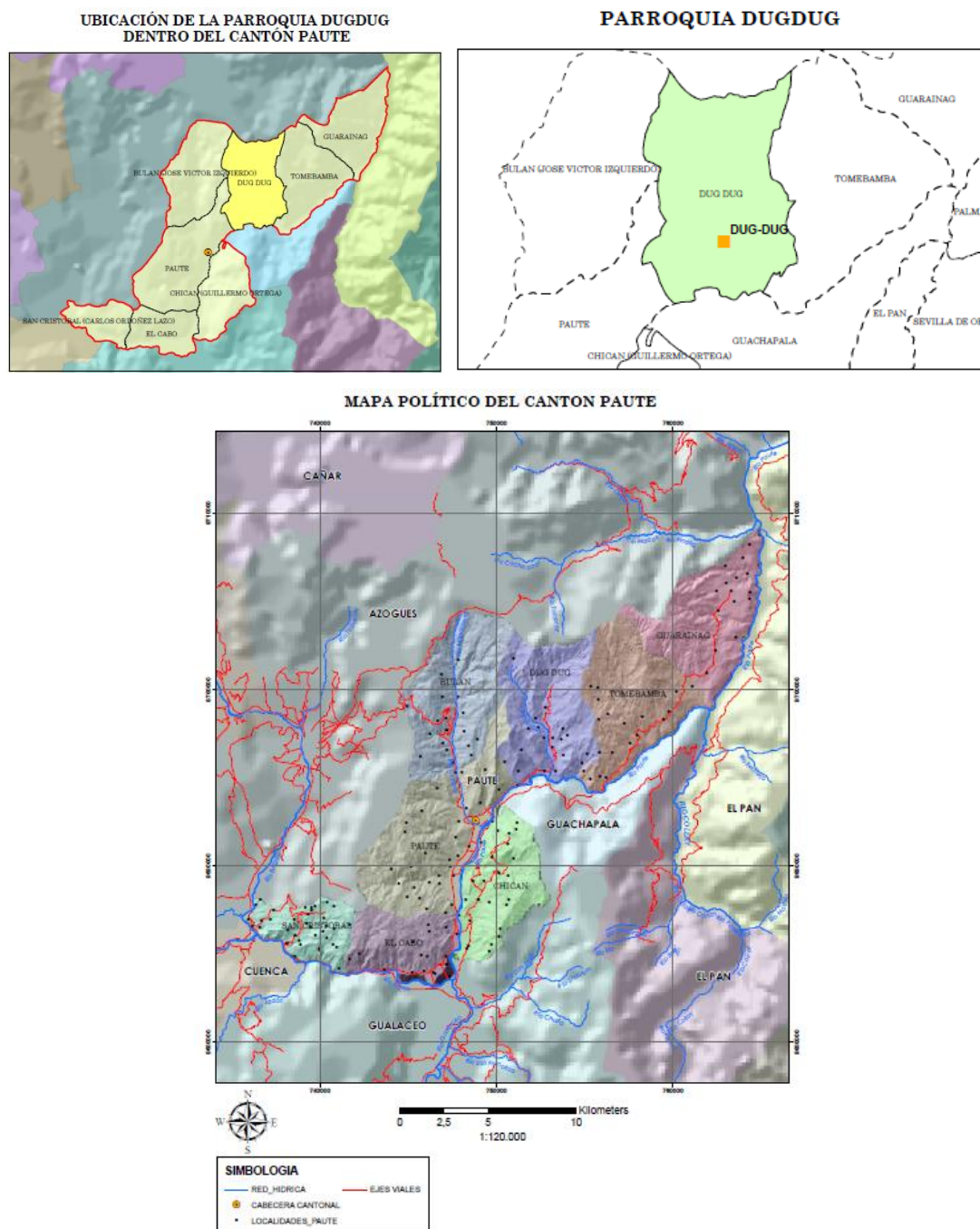
Fuente: desarrollo propio





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Dug Dug fue creada como parroquia el 02 de febrero de 1990, en la presidencia del Dr. Rodrigo Borja, en esta misma presidencia se dieron las cantonizaciones de Guachapala, El Pan y Sevilla de Oro, las mismas que hasta ese entonces eran parroquias del Cantón Paute.

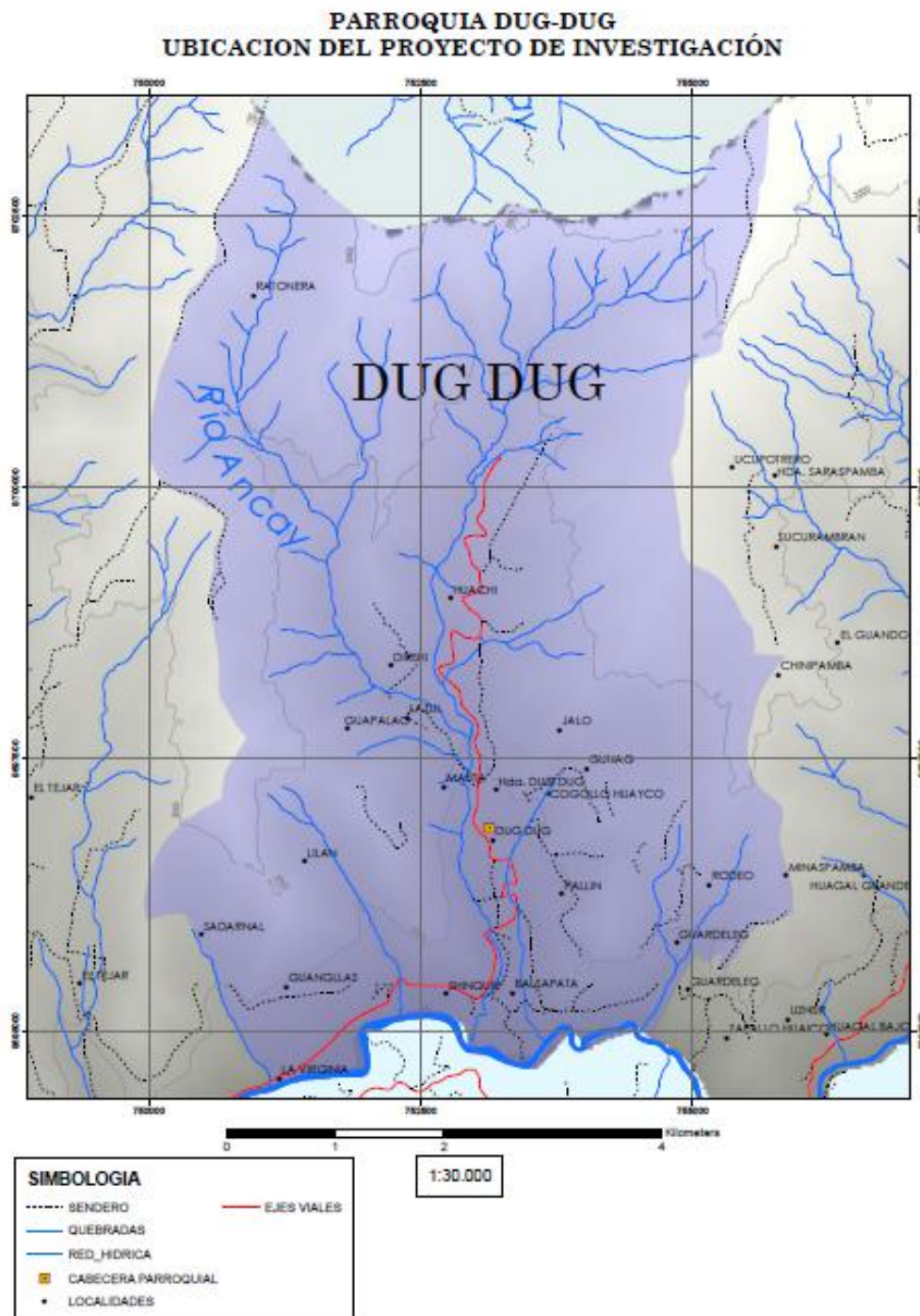


**Ilustración 25 Ubicación de la Parroquia Dug Dug**

Fuente: desarrollo propio



Dug Dug cuenta con 6 comunidades llamadas: Lazul, Gunag, Huachi, Rodeo, Zhinquir, Sadarnal.



**Ilustración 26 Parroquia Dug Dug**

Fuente: desarrollo propio



Según el último Censo de Población y Vivienda, llevado a cabo en el año 2010, la Parroquia Dug Dug cuenta con 1903 Habitantes, siendo 860 hombres y 1043 mujeres (INEC, 2012)

POBLACIÓN DE LA PARROQUIA DUG DUG					
GRUPOS QUINQUENALES DE EDAD	Sexo				
	Hombre	%	Mujer	%	Total
Menor de 1 año	16	48,48%	17	51,52%	33
De 1 a 4 años	70	47,30%	78	52,70%	148
De 5 a 9 años	101	50,50%	99	49,50%	200
De 10 a 14 años	111	44,94%	136	55,06%	247
De 15 a 19 años	115	53,24%	101	46,76%	216
De 20 a 24 años	68	44,16%	86	55,84%	154
De 25 a 29 años	50	37,59%	83	62,41%	133
De 30 a 34 años	36	36,00%	64	64,00%	100
De 35 a 39 años	35	38,46%	56	61,54%	91
De 40 a 44 años	35	47,30%	39	52,70%	74
De 45 a 49 años	25	32,47%	52	67,53%	77
De 50 a 54 años	30	41,67%	42	58,33%	72
De 55 a 59 años	26	41,27%	37	58,73%	63
De 60 a 64 años	34	54,84%	28	45,16%	62
De 65 a 69 años	27	40,91%	39	59,09%	66
De 70 a 74 años	31	48,44%	33	51,56%	64
De 75 a 79 años	21	45,65%	25	54,35%	46
De 80 a 84 años	12	42,86%	16	57,14%	28
De 85 a 89 años	11	55,00%	9	45,00%	20
De 90 a 94 años	5	100,00%	0	0,00%	5
De 95 a 99 años	0	0,00%	2	100,00%	2
De 100 años y más	1	50,00%	1	50,00%	2
<b>Total</b>	<b>860</b>		<b>1043</b>		<b>1903</b>

**Cuadro 23 Población de la Parroquia Dug Dug**

Fuente: (INEC, 2012), Elaboración Propia

La parroquia Dug Dug cuenta con un índice de analfabetismo del 17.25% de su población total de acuerdo con el último censo de población y vivienda llevado a cabo en el año 2012, (INEC, 2012); este índice es más elevado que el índice promedio del cantón Paute, con un 12.12%, que el de la provincia del Azuay, con un 8.07%, y el índice promedio nacional con un 8.04%



<b>NIVEL DE EDUCACIÓN DE LA PARROQUIA DUG DUG</b>					
<b>GRUPOS QUINQUENALES DE EDAD</b>	<b>SABE LEER Y ESCRIBIR</b>				
	<b>SI</b>	<b>%</b>	<b>NO</b>	<b>%</b>	<b>TOTAL</b>
De 3 a 5 años	7	16,67%	35	83,33%	42
De 6 a 12 años	314	96,32%	12	3,68%	326
De 13 a 18 años	246	97,62%	6	2,38%	252
De 19 a 25 años	215	95,13%	11	4,87%	226
26 años y más	643	73,40%	233	26,60%	876
<b>Total</b>	<b>1425</b>	<b>82,75%</b>	<b>297</b>	<b>17,25%</b>	<b>1722</b>

**Cuadro 24 Nivel de Educación en la Parroquia Dug Dug**

Fuente: (INEC, 2012), Elaboración Propia

<b>NIVEL DE EDUCACIÓN DEL CANTÓN PAUTE</b>					
<b>PAUTE</b>	<b>SABE LEER Y ESCRIBIR</b>				
	<b>Si</b>	<b>%</b>	<b>No</b>	<b>%</b>	<b>Total</b>
De 3 a 5 años	80	16,33%	410	83,67%	490
De 6 a 12 años	3780	93,73%	253	6,27%	4033
De 13 a 18 años	3417	98,81%	41	1,19%	3458
De 19 a 25 años	3217	98,59%	46	1,41%	3263
26 años y más	9662	82,64%	2029	17,36%	11691
<b>Total</b>	<b>20156</b>	<b>87,88%</b>	<b>2779</b>	<b>12,12%</b>	<b>22935</b>

**Cuadro 25 Nivel de Educación del Cantón Paute**

Fuente: (INEC, 2012), Elaboración Propia

<b>NIVEL DE EDUCACIÓN DEL AZUAY</b>					
<b>AZUAY</b>	<b>SABE LEER Y ESCRIBIR</b>				
	<b>Si</b>	<b>%</b>	<b>No</b>	<b>%</b>	<b>Total</b>
De 3 a 5 años	2133	15,53%	11603	84,47%	13736
De 6 a 12 años	9736	93,21%	709	6,79%	10445
De 13 a 18 años	88591	99,21%	703	0,79%	89294
De 19 a 25 años	96052	98,82%	1151	1,18%	97203
26 años y más	307358	90,74%	31369	9,26%	338727
<b>Total</b>	<b>503870</b>	<b>91,71%</b>	<b>45535</b>	<b>8,29%</b>	<b>549405</b>

**Cuadro 26 Nivel de Educación de la Provincia del Azuay**

Fuente: (INEC, 2012), Elaboración Propia

NIVEL DE EDUCACIÓN DEL ECUADOR					
ECUADOR	SABE LEER Y ESCRIBIR				
	Si	%	No	%	Total
De 3 a 5 años	65720	22,84%	222031	77,16%	287751
De 6 a 12 años	2032670	93,28%	146541	6,72%	2179211
De 13 a 18 años	1731697	98,84%	20260	1,16%	1751957
De 19 a 25 años	1775872	98,03%	35705	1,97%	1811577
26 años y más	6368858	91,10%	621868	8,90%	6990726
<b>Total</b>	<b>11974817</b>	<b>91,96%</b>	<b>1046405</b>	<b>8,04%</b>	<b>13021222</b>

**Cuadro 27 Nivel de Educación en el Ecuador**

Fuente: (INEC, 2012), Elaboración Propia

**Ilustración 27 Centro Parroquial Dug Dug**

Fuente: desarrollo propio

De acuerdo con el (INEC, 2012), en la provincia del Azuay un 2,44% de las familias no cuenta con servicio eléctrico, subiendo a 3,52% para el caso del cantón Paute y a un 4,34% para el caso de la parroquia Dug Dug.



Procedencia de Energía Eléctrica			Procedencia de Energía Eléctrica		
DUGDUG	Casos	%	PAUTE	Casos	%
Red de empresa eléctrica de servicio público	483	95,27%	Red de empresa eléctrica de servicio público	6538	96,25%
Otro	2	0,39%	Generador de luz (Planta eléctrica)	11	0,16%
No tiene	22	4,34%	Otro	5	0,07%
Total	507	100,00%	No tiene	239	3,52%
			Total	6793	100,00%

Procedencia de Energía Eléctrica		
AZUAY	Casos	%
Red de empresa eléctrica de servicio público	179234	97,45%
Panel Solar	9	0,00%
Generador de luz (Planta eléctrica)	93	0,05%
Otro	101	0,05%
No tiene	4480	2,44%
Total	183917	100,00%

**Cuadro 28 Procedencia del servicio de energía eléctrica**

Fuente: (INEC, 2012), desarrollo propio

Con los datos precedentes se puede evidenciar que la parroquia Dug Dug cuenta con un nivel bastante aceptable de electrificación, pues supera el 95% de cobertura, pero al mismo tiempo se puede notar que la parroquia tiene necesidades básicas insatisfechas, que pudieran ser atendidas si es que el Gobierno Autónomo Descentralizado (GAD) pertinente (Municipio o Junta Parroquial) cuenta con ingresos extras a los entregados por el Gobierno Central, como por ejemplo los que provendrían del funcionamiento de la micro central hidroeléctrica ubicada en esta parroquia, la misma que en la actualidad debe ser rehabilitada y repotenciada con equipos nuevos y más eficientes.



## 5.2.- Levantamiento de la información del proyecto

La parroquia Dug Dug cuenta con una micro central hidroeléctrica construida en la década de 1940, la misma que fue inaugurada el 09 de octubre de 1949.



**Ilustración 28 Placa de Casa de Máquinas**

Fuente: desarrollo propio

No se ha podido ubicar información técnica de la central, pues han sido removidos de la misma los datos de placa de la turbina, generador, y transformador, pero por contactos con la empresa fabricante de los equipos BELL KRIENG SUIZA, podemos suponer que se trataba de una central de aproximadamente 100 a 200 KW dotada de una turbina Pelton marca BELL. (Ritschard, 2012)

A decir de funcionarios de la Municipalidad de Paute, y pobladores del sector, esta central inicialmente dotaba de electricidad a dicho cantón y sus áreas periféricas, llegando hasta Zhumir.



**Ilustración 29 Equipamiento y Placa de la Central**

Fuente: desarrollo propio

De acuerdo con los datos obtenidos en visitas al sitio del proyecto, el mismo tiene las siguientes características:

#### **Casa de Máquinas:**

Altura: 2444 msnm  
 Coordenadas: 752218 E; 9696445 N

#### **Toma de Carga:**

Altura: 2568 msnm  
 Coordenadas: 752682 E; 9696629 N  
 Diámetro de la tubería: 13"  
 Caída neta: 124 m

#### **Captación:**

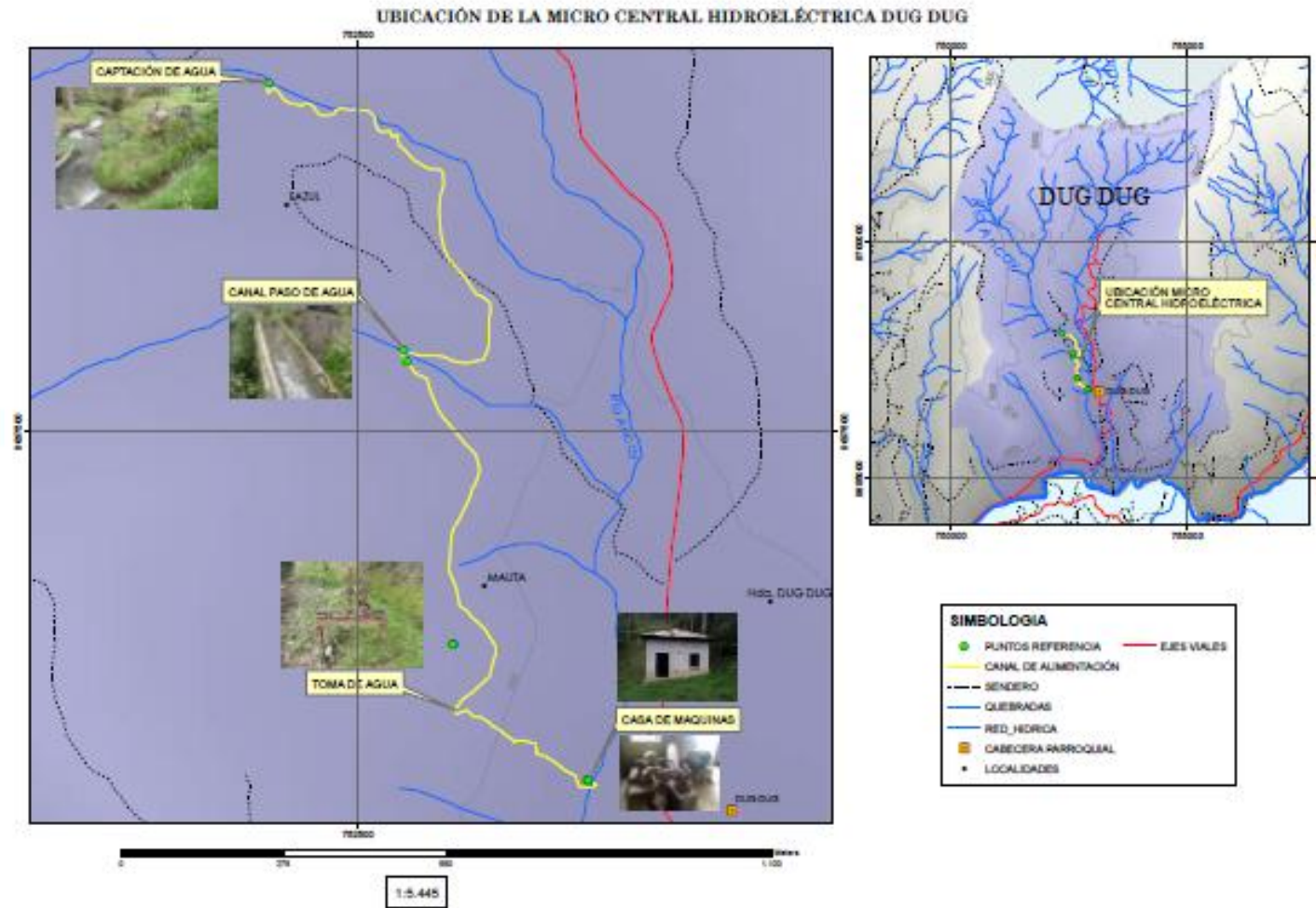
Altura: 2614 msnm  
 Coordenadas: 752456 E; 9697988 N  
 Longitud del canal: 1800 m  
 Profundidad del canal: 0.5 m  
 Ancho del canal: 0.7 m



**Ilustración 30 Vista de la Tubería de Presión**

Fuente: desarrollo propio





**Ilustración 31 Ubicación de la Micro Central Hidroeléctrica Dug Dug**

Fuente: desarrollo propio



## CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DE DATOS

### 6.1.- Datos de partida.

Como datos de partida tenemos:

- Salto o altura neta: 124 metros, medido in situ
- Caudal Turbinable: promedio  $0.16 \text{ m}^3/\text{s}$ , medido en la toma de agua, se realizaron mediciones puntuales al caudal de la quebrada, obteniendo un caudal promedio de  $0,25 \text{ m}^3/\text{s}$ , pero no se podría utilizar todo el caudal disponible, además por averiguaciones a las personas mayores que viven en el área, los pocos que saben algo sobre la planta, hablan de un caudal de  $300 \text{ m}^3/\text{h}$
- Peso específico del agua:  $9.81 \text{ Kg/ms}^2$ .
- Rendimiento de la turbina: 90% aproximadamente
- Velocidad de rotación de la turbina: 600 rpm

### 6.2.- Cálculo del tipo de turbina.

Con estos datos calculamos inicialmente la potencia instalada de la turbina; luego este resultado le relacionamos con el rendimiento de la turbina para obtener la potencia efectiva de la turbina.

Posteriormente ingresamos el dato de la velocidad de rotación de la turbina, la cual obtenemos de la tabla de Velocidad sincrónica en función del número de polos.



Frecuencia [Hz]	Polos	Velocidad Sincrónica [rpm]
60	2	3600
	4	1800
	6	1200
	8	900
	10	720
	12	600

**Cuadro 29 Velocidad sincrónica en función del número de polos**

Fuente: (Mallitásig, 2008)

Con estos datos, calculamos la Velocidad específica de la turbina, en base a la fórmula:

$$\eta_s = (n(Pe)^{1/2}) / (Hn)^{5/4}$$

En donde:

$\eta_s$  es la Velocidad Específica de la turbina [rpm]

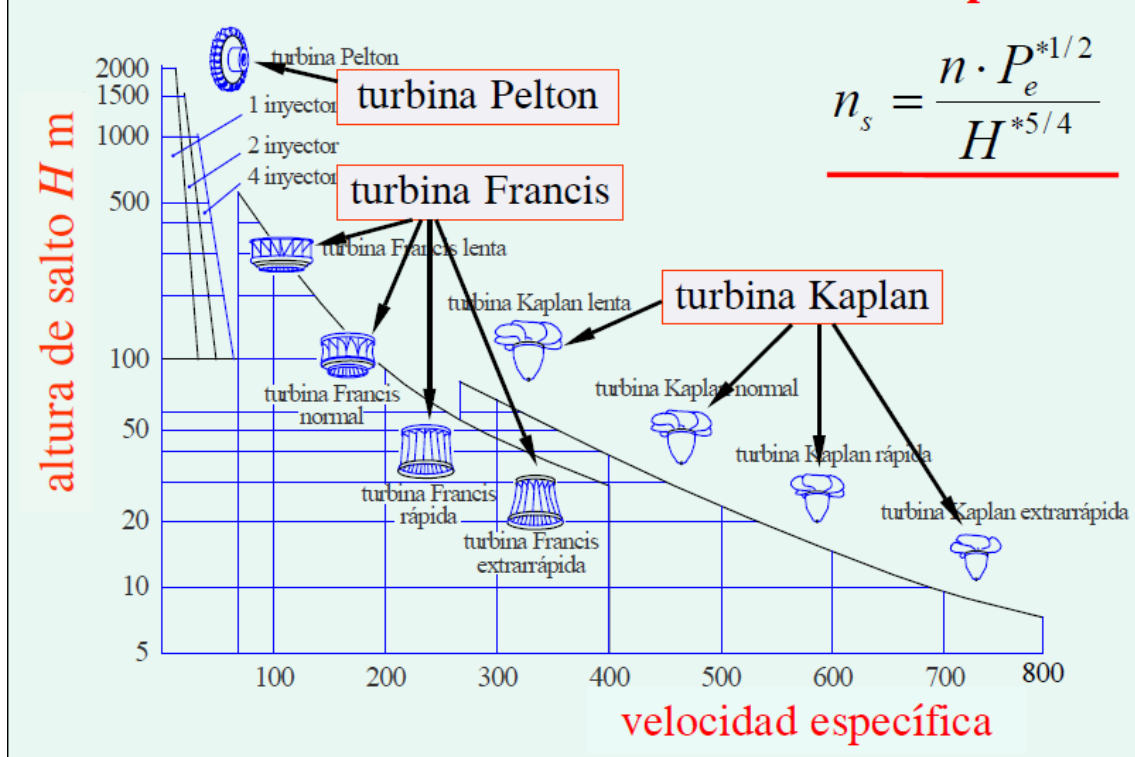
$n$  es la velocidad de rotación de la turbina [rpm]

$Pe$  es la Potencia al eje de la turbina [cv]

$Hn$  es la altura neta o caída [m]

Con el dato de la velocidad específica, vamos a la tabla de Elección de la turbina en función de la velocidad específica y seleccionamos la turbina relacionando la velocidad específica con el salto o altura neta.

## Elección turbina en función de la velocidad específica



**Cuadro 30 Elección de turbina en función de la velocidad específica**

Fuente: (Aguera Solano, 2011)

Además verificamos el tipo de turbina por medio de la tabla siguiente que relaciona el valor de la velocidad específica con el tipo específico de turbina

Velocidad específica $N_s$	Tipo de Turbina
De 5 – 30	Pelton con un inyector
De 30 – 70	Pelton con varios inyectores
De 40 160	Michell - Banki
De 60 – 150	Francis Lenta
De 150 – 250	Francis Normal
De 250 – 450	Francis Rápida
De 450 – 600	Francis doble gemela rápida
Más de 500	Kaplan o hélice

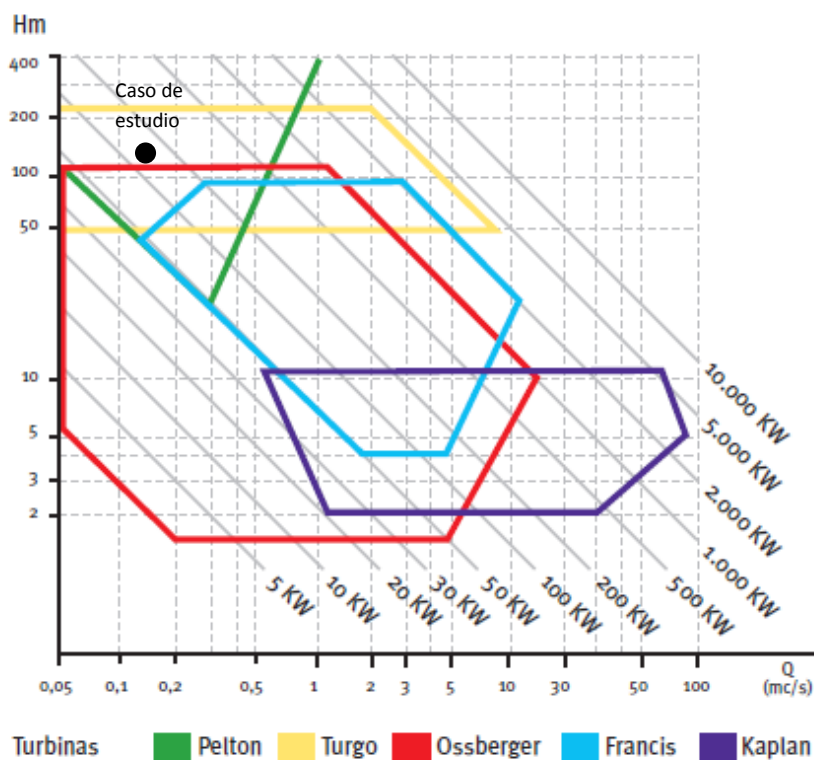
**Cuadro 31 Relación de la velocidad específica con el tipo de turbina**

Fuente: (Mallitásig, 2008)



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Por seguridad, verificamos el resultado de la selección de la turbina, con el cuadro de selección de turbinas en base a la altura y el caudal



### Cuadro 32 Cuadro para Selección de Turbinas

Fuente: (IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

## CÁLCULO DE TURBINAS HIDRÁULICAS

### Elección del tipo de turbina

PARÁMETRO	SÍMBOLO	FÓRMULA	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD
Salto o altura neta	$H_n =$		124,00	m		
Caudal turbinable	$Q_d =$		0,16	m <sup>3</sup> /s		
Peso específico del agua	$\gamma_a =$		9.810,00	N/m <sup>3</sup>		
Potencia instalada	$P =$	$\gamma_a Q_d H_n =$	194630,40	w	264,62	CV
Rendimiento de la turbina (estimado en 90%)	$\eta =$		0,90	adim		
Potencia al Eje	$P_e =$	$P \eta =$	175167,36	w	238,16	CV
Velocidad de rotación de la turbina	$n =$	$60f/p =$	600,00	rpm		
Velocidad específica	$\eta_s =$	$(n(P_e)^{1/2})/(H_n)^{5/4} =$	22,38	rpm		



**Para este caso se ha seleccionado una turbina Pelton con un inyector, de acuerdo al cuadro 30.**

Las turbinas pelton diseñadas para micro y pico centrales hidroeléctricas por lo general son de eje horizontal, limitando el número de chorros a uno o máximo dos, debido a que resulta muy complicada la instalación en un plano vertical de las tuberías de alimentación y las agujas de inyección. (Mallitásig, 2008)

### 6.3.- Diseño de la turbina.

TURBINA		Inventor y año de patente	$N_s$ (rpm, HP, m) rpm	Q m <sup>3</sup> /s	H m	P kW	$\eta_{max}$ %
A C I Ó N	PELTON	Lester Pelton (EE.UU.) 1880	1 Ch: 30 2 Ch: 30-60 4 Ch: 30-60 6 Ch: 50-70	0.05-50	30-1800	2-300000	91
	TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60-260	0.025-10	15-300	5-8000	85
	MICHELL- BANKI	A.G. Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung.) 1917-1919	40-160	0.025-5	1-50 (200)	1-750	82
R E A C T I Ó N	Bomba rotodinámica	Dionisio Papin (Francia) 1689	30-170	0.05-0.25	10-250	5-500	80
	FRANCIS	James Francis (G. Bretaña) 1848	L: 60-150 N: 150-250 R: 250-400	1-500	2-750	2-750000	92
	DERIAZ	P. Deriaz (Suiza) 1956	60-400	500	30-130	100,000	92
	KAPLAN y de hélice	V. Kaplan (Austria) 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93
	AXIALES: - Tubular - Bulbo - Generador periférico	Kühne-1930 Hugenin-1933 Harza-1919	300-800	600	5-30	100,000	93

Nota.  $N_s$ : velocidad específica  
Ch: chorro  
L: lento  
N: normal  
R: rápida

**Cuadro 33 Características principales de las turbinas hidráulicas**

Fuente: (Mallitásig, 2008)



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Una vez que se ha seleccionado el tipo de turbina para el proyecto, (Pelton de un solo inyector para el caso de estudio), procedemos con el diseño de la misma, para lo cual consideramos los siguientes datos de entrada:

- Salto o altura neta: 124 metros
- Caudal Turbinable: promedio  $0.16 \text{ m}^3/\text{s}$
- Velocidad de rotación de la turbina: 600 rpm
- Velocidad específica en función de la potencia: 22,38 rpm
- Número de inyectores o chorros: 1
- Coeficiente de velocidad absoluta o de chorro: 0,98

Es necesario calcular en primer lugar el caudal de cada inyector, como en este caso es un solo inyector, el caudal será el mismo caudal turbinable.

Enseguida calculamos la velocidad absoluta o de chorro, mediante la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Cch = kch(2gHn)^{1/2}}$$

En donde:

**Cch** es la Velocidad absoluta del chorro [m/s]

**kch** es el coeficiente de velocidad absoluta del chorro

**g** es la aceleración de la gravedad [ $\text{m/s}^2$ ]

**Hn** es la altura neta o caída [m]

Con este dato calculamos la velocidad tangencial del chorro, con la fórmula:

$$\mathbf{u1 = 0.46Cch}$$

En donde:

**u1** es la velocidad tangencial del chorro [m/s]

**Cch** es la Velocidad absoluta del chorro [m/s]

Por último calculamos el diámetro del chorro del inyector:





$$d_{ch} = (4Q_{ch}/\pi C_{ch})^{1/2}$$

En donde:

**d<sub>ch</sub>** es el diámetro del chorro del inyector [m]

**Q<sub>ch</sub>** es el caudal de cada inyector [m<sup>3</sup>/s]

**C<sub>ch</sub>** es la Velocidad absoluta del chorro [m/s]

### DISEÑO PARA TURBINAS PELTON

PARÁMETRO	SÍMBOLO	FÓRMULA	VALOR	UNIDAD
Salto o altura neta	H <sub>n</sub> =		124,00	m
Caudal turbinable	Q <sub>d</sub> =		0,16	m <sup>3</sup> /s
Velocidad de rotacion de la turbina	n =	60f/p =	600,00	rpm
Velocidad especifica en funcion de la potencia	η <sub>s</sub> =		22,38	rpm
Numero de inyectores o chorros	n <sub>ch</sub> =		1	adim
Caudal de cada inyector o chorro	Q <sub>ch</sub> =	Q <sub>d</sub> /n <sub>ch</sub> =	0,16	m <sup>3</sup> /s
Coeficiente de velocidad absoluta o de chorro	k <sub>ch</sub> =		0,98	adim
Velocidad absoluta o de cada chorro	C <sub>ch</sub> =	k <sub>ch</sub> (2gH <sub>n</sub> ) <sup>1/2</sup> =	48,31	m/s
Velocidad tangencial	u <sub>1</sub> =	0.46C <sub>ch</sub> =	22,22	m/s
Diámetro del chorro del inyector	d <sub>ch</sub> =	(4Q <sub>d</sub> /πC <sub>ch</sub> ) <sup>1/2</sup> =	0,065	m

#### 6.4.- Diámetro del Rodete.

El diámetro del rodete se calcula con la siguiente fórmula:

$$D = (60u_1)/(\pi n)$$

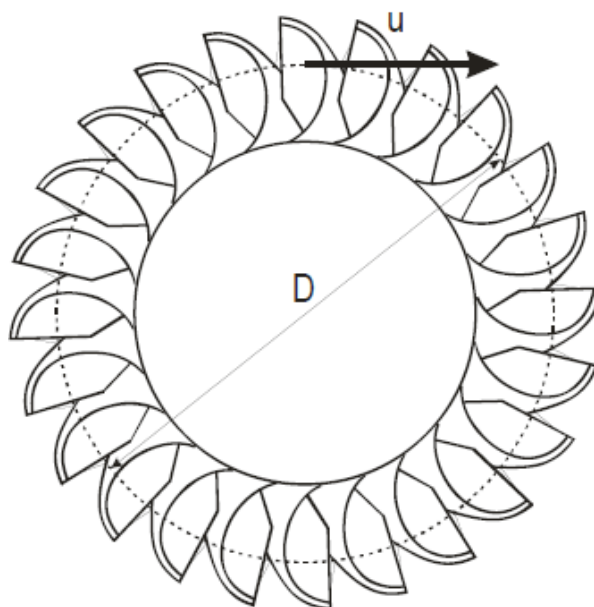
En donde:

**u<sub>1</sub>** es la velocidad tangencial del choro [m/s]

**n** es la Velocidad de rotación de la turbina [rpm]

### DIÁMETRO DEL RODETE

PARÁMETRO	SÍMBOLO	FÓRMULA	VALOR	UNIDAD
Diametro del rodete en el punto de choque del chorro en la cuchara	$D =$	$(60u_1)/(\pi n) =$	0,707	m



**Ilustración 32 Rodete Pelton**

Fuente: (Mallitásig, 2008)

#### 6.5.- Diseño de las cucharas.

Para el diseño de las cucharas del rodete usamos básicamente el dato del diámetro del chorro y las siguientes fórmulas:

Ancho de la cuchara:  **$B = 2,5 \text{ dch}$**

Altura de la cuchara:  **$L = 2,1 \text{ dch}$**

Profundidad de la cuchara:  **$T = 0,85 \text{ dch}$**

Distancia entre cucharas en el rodete:  **$t = 2,0 \text{ dch}$**

Número de cucharas:

$$B = \pi D/t$$

## DISEÑO DE LAS CUCCHARAS

PARÁMETRO	SÍMBOLO	FÓRMULA	VALOR	UNIDAD
Ancho de la cuchara	$B =$	$2.5d_{ch} =$	0,162	m
Altura de la cuchara	$L =$	$2.1d_{ch} =$	0,136	m
Profundidad de la cuchara	$T =$	$0.85d_{ch} =$	0,055	m
Distancia entre cucharas en el rodete	$t =$	$2d_{ch} =$	0,130	m
Numero de cucharas	$z =$	$\pi D/t =$	17	adim

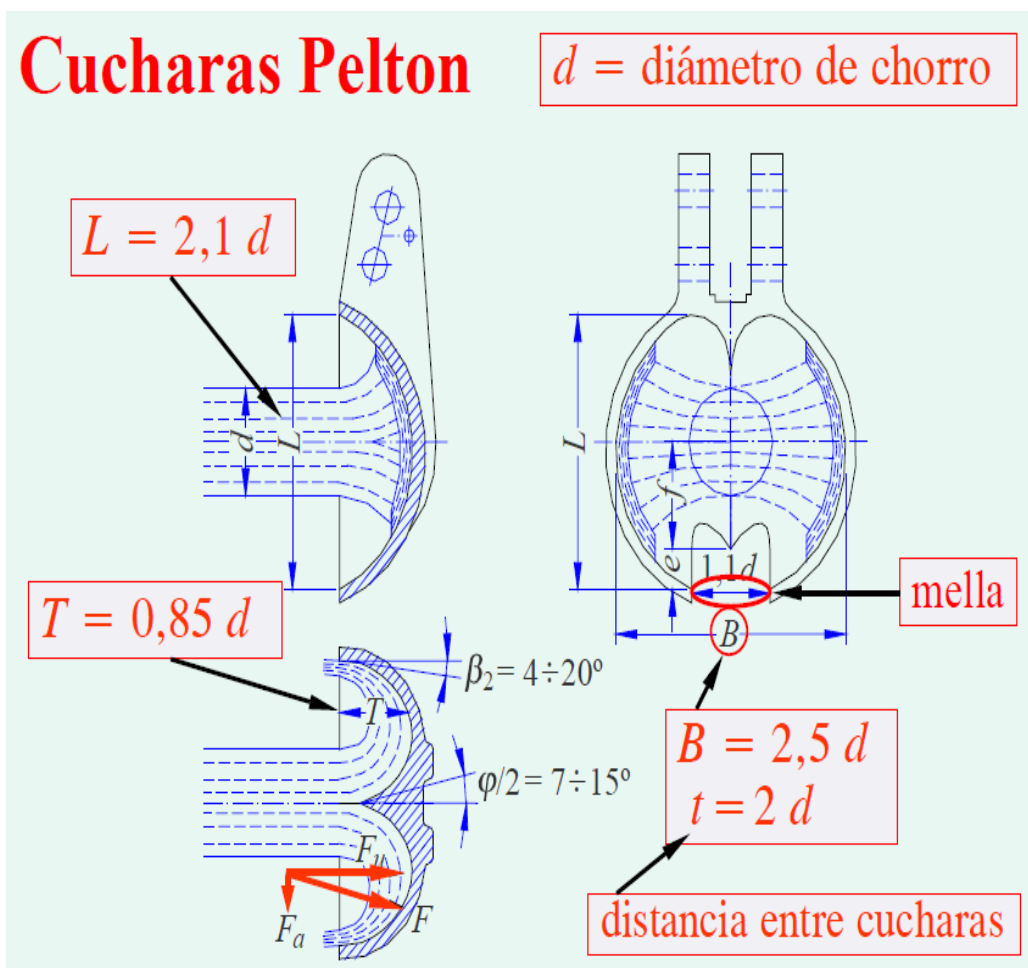


Ilustración 33 Cucharas Pelton

Fuente: (Aguera Solano, 2011)



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

De los cálculos realizados, se puede decir que las condiciones operativas de la micro central hidroeléctrica son:

- Caudal turbinable: 0,16 m<sup>3</sup>/s
- Caída neta: 124 m
- Potencia instalada: 194,63 kW, o, 264,62 CV
- Rendimiento de la turbina: 90%
- Potencia al eje: 175,17 kW, o, 238,16 CV
- Tipo de Turbina: Pelton de un solo inyector o chorro
- Diámetro del chorro del inyector: 0,065 m
- Diámetro del rodete: 0,707 m
- Ancho de cada cuchara: 0,162 m
- Altura de cada cuchara: 0,136 m
- Profundidad de cada cuchara: 0,055 m
- Distancia entre cucharas : 0,13 m
- Número de cucharas: 17

### 6.6.- Análisis costo-beneficio

En la actualidad los costos aproximados para la implementación de micro centrales hidroeléctricas entre 100 y 500 kW se encuentran por los rangos de US\$ 2300,00 por kilovatio instalado (Roldán, 2009), si se considera que la micro central Dug Dug tendrá una capacidad cercana a los 200 kW; el costo aproximado para la construcción de la central sería de US\$ 450.000,00, correspondiendo aproximadamente un 60% a las obras civiles y un 40% al equipamiento electromecánico; pero existe parte de la infraestructura del proyecto que se encuentra en buen estado, por lo que podemos considerar que el 50% de la obra civil (canal de conducción, casa de máquinas, bases de la tubería de presión, etc.) puede ser utilizada sin necesidad de reemplazarla, lo cual corresponde a un monto aproximado de US\$ 135.000,00 .



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Bajo estas condiciones se puede considerar que el monto requerido para la rehabilitación es de US\$ 315.000,00

Es necesario considerar que la energía generada en esta central no será dedicada exclusivamente para el uso de esta comunidad, ni se podría decir que con este proyecto se llegará a contar con una cobertura eléctrica del 100% en la parroquia Dug Dug, debido a que los hogares que no cuentan con energía eléctrica en la actualidad se encuentran en lugares muy distantes de la red eléctrica, y por el momento no resulta factible ni para la EERCS, ni para los beneficiarios el contar con este servicio debido a los costos que supone llevar la red eléctrica a estos lugares. El objetivo de la central sería entonces el conectarse a la red pública en media o baja tensión para servir a nivel local y como fuente de reserva para casos de emergencia.

Debido a que la parroquia Dug Dug se encuentra dentro del área de Influencia Directa (AID) del proyecto hidroeléctrico Paute Mazar, el Municipio del cantón Paute, y la Junta Parroquial de Dug Dug, pueden acceder a los beneficios del programa Fondo de Compensación Ambiental (FCA), que dispone de fondos no reembolsables para proyectos hasta por US\$ 100.000,00 por año.

Otra posible fuente de financiamiento pudiera ser los fondos provenientes de la venta de bonos de carbono por medio del programa de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), pero estos fondos deberán ser gestionados en base a la ampliación o no del Protocolo de Kioto luego del 2012.

El tiempo estimado de duración de los trabajos será de un año calendario.

A pesar de que en teoría existe suficiente agua para garantizar una operación continua de la planta, se ha considerado un factor de planta de 0,7 que es un dato bastante parecido a las condiciones generales de las micro y mini centrales a nivel mundial.

En base a estas consideraciones, y asumiendo además que el Municipio o la Junta parroquial puedan acceder a un contrato en las mismas condiciones que se



especifican en la **Regulación CONELEC -004/11**, se podrían obtener los siguientes resultados económicos:



Flujo de Caja considerando el aporte de fondos provenientes del FCA

DATOS	UNIDADES
Potencia efectiva:	175 kW
Energía generada	175 kWh
Factor de planta:	0,7
Energía / año	1073100 kWh/año
Precio / kWh	0,0717 US\$/kW
Facturación / año	76941,27 US\$ / año
Sueldos	500,00 US\$/mes
Mantenimiento	200 US\$/mes

FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO CON FONDOS DE CELEC EP HIDROPAUTE

INGRESOS	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10	año 11	año 12	año 13	año 14	año 15
Venta de energía		76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27

EGRESOS																
capital FCA	100000															
Préstamo	215000															
Pago capital		8363,52	8969,58	9619,55	10316,63	11064,22	11865,98	12725,84	13648,01	14637,01	15697,67	16835,19	18055,14	19363,50	20766,66	22271,51
Pago interés		15521,88	14915,82	14265,85	13568,77	12821,18	12019,42	11159,56	10237,39	9248,39	8187,73	7050,21	5830,26	4521,90	3118,74	1613,89
Depreciación		19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000
Mano de obra		6000	6300	6615	6946	7293	7658	8041	8443	8865	9308	9773	10262	10775	11314	11880
Mantenimiento		2400	2520	2646	2778	2917	3063	3216	3377	3546	3723	3909	4105	4310	4526	4752
Inflación Anual		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
tasa de interés		8,5%														

Flujo de caja	-315000	25655,87	25235,87	24794,87	24331,82	23845,62	23335,11	22799,07	22236,23	21645,25	21024,71	20373,16	19689,02	18970,68	18216,42	17424,45
---------------	---------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

TIR	1%
VAN	(\$ 115.606,47)

Cuadro 34 FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO CON FONDOS DEL FCA

Fuente: Elaboración propia



Flujo de Caja sin considerar el aporte de fondos provenientes del FCA

DATOS	UNIDADES
Potencia efectiva:	175 kW
Energía generada	175 kWh
Factor de planta:	0,7
Energía / año	1073100 kWh/año
Precio / kWh	0,0717 US\$/kW
Facturación / año	76941,27 US\$ / año
Sueldos	500,00 US\$/mes
Mantenimiento	200 US\$/mes

FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO SIN FONDOS DE CELEC EP HIDROPAUTE

INGRESOS	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10	año 11	año 12	año 13	año 14	año 15
Venta de energía		76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27

EGRESOS																
capital FCA																
Préstamo	315000															
Pago capital		12299,29	13190,56	14146,40	15171,51	16270,91	17449,97	18714,47	20070,60	21525,01	23084,81	24757,63	26551,68	28475,73	30539,21	32752,22
Pago interés		22826,29	21935,03	20979,19	19954,07	18854,68	17675,62	16411,12	15054,98	13600,58	12040,78	10367,95	8573,91	6649,85	4586,38	2373,37
Depreciación		19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000
Mano de obra		6000	6300	6615	6946	7293	7658	8041	8443	8865	9308	9773	10262	10775	11314	11880
Mantenimiento		2400	2520	2646	2778	2917	3063	3216	3377	3546	3723	3909	4105	4310	4526	4752
Inflación Anual		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
tasa de interés		8,5%														
Flujo de caja	-315000	14415,68	13995,68	13554,68	13091,63	12605,43	12094,92	11558,88	10996,04	10405,06	9784,53	9132,97	8448,83	7730,49	6976,23	6184,26

TIR	-8%
VAN	(\$ 201.635,21)

Cuadro 35 FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO SIN FONDOS DEL FCA

Fuente: Elaboración propia





Flujo de Caja considerando el aporte de una institución, ONG o el Estado

DATOS	UNIDADES
Potencia efectiva:	175 kW
Energía generada	175 kWh
Factor de planta:	0,7
Energía / año	1073100 kWh/año
Precio / kWh	0,0717 US\$/kW
Facturación / año	76941,27 US\$ / año
Sueldos	500,00 US\$/mes
Mantenimiento	200 US\$/mes

FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO CON FONDOS DE INSTITUCIÓN, ONG O ESTADO

INGRESOS	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10	año 11	año 12	año 13	año 14	año 15
Venta de energía		76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27	76941,27

EGRESOS																
capital ONG	236250															
Préstamo	78750															
Pago capital		3074,82	3297,64	3536,60	3792,88	4067,73	4362,49	4678,62	5017,65	5381,25	5771,20	6189,41	6637,92	7118,93	7634,80	8188,05
Pago interés		5706,57	5483,76	5244,80	4988,52	4713,67	4418,90	4102,78	3763,75	3400,14	3010,20	2591,99	2143,48	1662,46	1146,59	593,34
Depreciación		19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000
Mano de obra		6000	6300	6615	6946	7293	7658	8041	8443	8865	9308	9773	10262	10775	11314	11880
Mantenimiento		2400	2520	2646	2778	2917	3063	3216	3377	3546	3723	3909	4105	4310	4526	4752
Inflación Anual		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
tasa de interés		8,5%														

Flujo de caja	-315000	40759,87	40339,87	39898,87	39435,82	38949,62	38439,11	37903,07	37340,23	36749,25	36128,72	35477,16	34793,02	34074,68	33320,42	32528,45
---------------	---------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

TIR	8%
VAN	(\$ 5,36)

Cuadro 36 FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO CON FONDOS DE INSTITUCIÓN, ONG O ESTADO

Fuente: Elaboración propia



## CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES

A continuación se describen las principales conclusiones de este trabajo:

- El consumo eléctrico a nivel mundial seguirá creciendo y por lo tanto en un futuro cercano será imperativo el aprovechamiento de la mayor cantidad de recursos energéticos, especialmente de los renovables.
- Se hace evidente la necesidad de una actualización del inventario de recursos hídricos a nivel de todo el país, puesto que los datos existentes datan de la época del INECEL, en el mejor de los casos de la década de los 90s.
- La provincia del Azuay debido a su ubicación geográfica, cuenta con una serie de micro cuencas hidrográficas que pudieran ser aprovechadas para la generación de micro hidro electricidad, sin embargo faltan los estudios pertinentes y las posibilidades de financiamiento.
- A pesar de que existe la alternativa legal y el estímulo económico para la implementación de los Sistemas de Energía Renovable, la estructura del sector eléctrico ecuatoriano no ha podido encontrar los incentivos necesarios para dicha implementación en el sector privado, puesto que el sector público tiene, en la actualidad, a su cargo la construcción y operación de las grandes centrales hidroeléctricas.
- Es importante que las autoridades del sector eléctrico ecuatoriano (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, CONELEC, etc.) tomen cartas en el desarrollo de normativas e incentivos para fomentar la Generación Distribuida, especialmente en zonas en donde por razones técnicas (geografía, distancia de las redes, etc.) y/o económicas no existe el acceso a la red de transmisión y distribución pública.
- Un programa de rehabilitación de las mini centrales hidroeléctricas en el Ecuador, podría incentivar el desarrollo de empresas constructoras locales tanto para las obras civiles, como para el equipamiento electromecánico de las



mismas, generando plazas de trabajo y desarrollo tecnológico para el país. Así mismo, ello incentivaría la investigación en las universidades locales.

- El aporte del Fondo de Compensación Ambiental (FCA) es importante, pero no suficiente en este proyecto, para que pueda ser financieramente rentable.
- La planta de Dug Dug, en caso de que pudiera ser rehabilitada, podría entregar energía a la red pública (venta de energía), lo que permitiría financiar obras básicas en la parroquia, a través de la Junta Parroquial o el GAD local competente, con ingresos líquidos que bordean los cincuenta mil dólares por año.
- De lo que se puede observar en la simulación, un proyecto de este tipo debería tener un financiamiento mayor al 70% para que llegue a ser financieramente atractivo, pero si consideramos la generación de empleo, la promoción de empresas constructoras locales, el desarrollo tecnológico que este tipo de centrales impulsarían, podemos concluir que son socialmente beneficiosas, y podrían ser tomadas en cuenta por ONGs u otras instituciones internacionales para el desarrollo de las comunidades rurales.



## BIBLIOGRAFÍA

Adeyanju, A. (2009). Technical Feasibility of a Micro Hydro Instalation. *Journal of Engineering and Applied Sciences* , 324 - 334.

Aguera Solano, J. (2011). Turbinas Hidráulicas.

Antmann, J., Arnau, A., Sanz, R., & Skerk, C. (2011). *La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina*. Corporación Andina de Fomento. Bogotá Colombia: CAF.

C.Dragu, T. S. (2007). Small Hydro Power State of The Art and Applications. *IEEE* .

CELEC-EP. (2011). <http://www.celec.com.ec/>. Retrieved 11 17, 2012, from <http://www.celec.com.ec/>

CENACE. (2012). *CENTRALES Y UNIDADES DE GENERACIÓN*. QUITO.

Centro Nacional de Control de la Energía CENACE. (2012, 08 28). [cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec). Retrieved 08 28, 2012, from <http://www.cenace.org.ec/index>

Chiliquinga, B. (2011). *La Electrificación Rural en América Latina y El Caribe*. Quito, Ecuador: OLADE.

CONELEC. (2012, 08 21). [conelec.gob.ec](http://www.conelec.gob.ec). Retrieved 08 21, 2012, from <http://www.conelec.gob.ec/>

CONELEC. (2009). *DESARROLLO DE LA ENERGIZACIÓN RURAL Y LA ELECTRIFICACIÓN URBANO MARGINAL*. [www.conelec.gov.ec/imagenes/documentos/PME0920CAP9.pdf](http://www.conelec.gov.ec/imagenes/documentos/PME0920CAP9.pdf).

DIRECCIÓN GENERAL DE PLANEACIÓN ENERGÉTICA. (2006). *Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014*. MEXICO.

Empresa Electrica Regional Centro Sur EERCS. (2012, 10). <http://www.centrosur.com.ec/>. Retrieved from <http://www.centrosur.com.ec/>

FAO. (2012). [www.fao.org/](http://www.fao.org/). Retrieved 2012, from [www.fao.org/](http://www.fao.org/)

Fuente:. (n.d.).

Fundación Wikipedia Inc. (2001, 05 20). *Wikipedia*. Retrieved 2012, from <http://es.wikipedia.org>



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

García-Mauricio, R. A. (ND). *thales.cica.es*. Retrieved from <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo2.html>

González, A. H. (2007, junio). Estudio sobre el impacto social, económico y ambiental de pequeñas centrales hidroeléctricas implantadas en comunidades rurales de La Paz, Bolivia. La Paz, Bolivia: Universidad Politécnica de Valencia, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales.

GoogleEarth. (2012). *Google Earth*.

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2006). Minicentrales Hidroeléctricas. In A. Castro. Madrid: IDAE.

INEC. (2012, 09 04). *Ecuadorencifras.com*. Retrieved 09 04, 2012, from [http://www.ecuadorencifras.com/cifras-inec/vivienda\\_2010](http://www.ecuadorencifras.com/cifras-inec/vivienda_2010).

Intermediate Technology Development Group. (1995). *Manual de Micro y Mini centrales Hidráulicas: Una Guía para el Desarrollo de Proyectos*. Lima, Perú: OLADE.

IRENA. (2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. *IRENA WORKING PAPER* , VOLUMEN 1 .

Jaime Castellano, M. T. (ND). Centrales Eléctricas Microhidráulicas: Aplicación en una zona rural subdesarrollada. PERÚ.

Mallitásig, O. (2008, Diciembre). Modelación y Diseño Digital para Micro Centrales de Generación Hidroeléctrica. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Minister of Natural Resources Canada. (2004). *Small Hydro Power Analysis*. M39-98/2003E-PDF.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER. (2012, 09 04). *www.energia.gob.ec*. Retrieved 09 04, 2012, from <http://www.energia.gob.ec/>

*Monografias.com*. (2012, 09). Retrieved 2012, from <http://www.monografias.com/trabajos26/fuentes-derecho/fuentes-derecho.shtml>

Muguerza, D. (ND). Micro Centrales Hidroeléctricas.

OSSBERGER GmbH + Co. (2012). *OSSBERGER* . Retrieved 2012, from <http://www.ossberger.de/cms/es/hydro/la-turbina-ossberger/>

Paish, O. (2002). Small hydro power: technology and current statusSmall hydro power: technology and current status. *Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6 , 537-556.

Proyecto TECH4CDM. (2010). *LA ELECTRIFICACIÓN URAL EN ECUADOR*.



QUINTERO, K. B. (2009). METODOLOGÍAS DE DISEÑO DE OBRAS HIDRÁULICAS EN ESTUDIOS DE PRE FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). (2012). *Global status report 2011 update*.

Ritschard, B. E. (2012, octubre). ANDRITZ HYDRO Ltda. Bogotá.

Rojas, J. C. (2012, 11). Planificación del suministro eléctrico en áreas rurales de los países en vías de desarrollo: un marco de referencia para la toma de decisiones. *TESIS DOCTORAL*. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza.

Rojas, J., & Yusta, J. (2010). Impactos ambientales de los sistemas de generación de energía eléctrica. *X Congreso Internacional de la Sociedad Mexicana del Hidrógeno "Energías Renovables" y IV Congreso Internacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía-CIURE*, (p. Código de identificación: XSMH108). Mexico.

Roldán, P. J. (2009, 09). evaluación de energías renovables no convencionales factibles de desarrollarse en el Ecuador. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Sardón, J. M., Santos, F., Antonio Crespo, M. H., Francisco, A., & Hernandez, J. (2003). *Energías Renovables para el Desarrollo*. Madrid: Thomson.

Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) de Honduras. (2009, 04). *Guía Metodológica para el Establecimiento de Microcentrales Hidroeléctricas en Áreas Rurales*. La Lima, Cortés, Honduras: Fundación Hondureña de Investigación Agrícola (FHIA).

SEMLADES. (2009). *Plan Nacional Para El Buen Vivir 2009 - 2013*. Quito: SEMPLADES.

SEN.

Simbaña, F. S. (2010). *Evaluación del Modelo de Mercado Eléctrico Vigente en el Ecuador a partir de 1999 y planteamiento de un nuevo modelo*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

[www.ecuadormagic.com](http://www.ecuadormagic.com). (2006). Retrieved 11 2012, from <http://www.ecuadormagic.com/artesantias.html>

